



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL LA RIOJA

PROYECTO FINAL

***"MÓDULO FOTOVOLTAICO EN CICLOVÍA PARA
ALUMBRADO PÚBLICO"***

ALUMNOS:

BIOGLIO, HUBER DAMIÁN

CASTRO PASSERI, LUCAS DAVID

INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

AÑO 2022

Agradecimientos

Sus sinceras palabras fueron sabios consejos, el aliento que me dieron se transformó en la energía que me faltaba para continuar, la confianza que mantuvieron en mi se volvió mi seguridad y fortaleza y toda la compañía brindada se convirtió en la tranquilidad que necesitaba para mejorar y hacer todo siempre un poquito mejor.

El éxito de este trabajo ha sido sin dudas el trabajo en equipo y la dedicación puesta en él, pero el gran secreto fue contar con mi gente, que siempre y, a pesar de todo, se mantuvo firme a mi alrededor. Por todo ello es que quiero agradecer: a mi familia, principalmente a mis padres y hermanos, a mis amigos, a mi novia, a mis compañeros de trabajo, a mi compañero que trabajó conmigo en este proyecto, a Dios, y a todas aquellas personas que colaboraron conmigo de diferentes maneras, para poder tener éxito en este trabajo y así poder cumplir mi gran sueño: ser ¡Ingeniero Electromecánico!

¡Gracias, gracias, gracias!

Bioglio Huber Damián

Agradecimientos

Gracias a mis hermanos que fueron, en este proceso, pilares fundamentales compartiendo su alegría y su tiempo invaluable conmigo, a mis sobrinas porque con su inocencia me dan cada día alegría y me sacan de la rutina con solo el hecho de estar presentes, a mi Mama que me enseñó de determinación y tenacidad a la hora de buscar un objetivo, a mi Papa que ya no me acompaña en este plano, pero seguro que algunas cuerdas está tirando desde donde esta para que nosotros sus hijos estemos cada día mejor. A mis amigos amigas amigos de todos los ámbitos, trabajo, estudio universidad, etc. ¡Cada uno de ellos y ellas ocupan un lugar muy importante en mi vida, quédense ahí! Creo que soy un afortunado con la gente que me rodea, que esas personas, como al principio, elijan compartir su tiempo conmigo, porque son literalmente invaluable, me están enseñando algo todo el tiempo. A mi amigo y compañero Huber, que con esfuerzos compartidos pudimos lograr este nuestro gran objetivo de ser ingenieros. A Dios, Ala, o el ser supremo que me puso en este mundo, con estas condiciones de vida, porque creo que me dio lo que necesito para estar hoy acá, cumpliendo lo que espero que algún día sea, un objetivo más. A mis queridísimas amigas con las que he compartido muchísimos momentos difíciles y ahí estuvieron: Yohana Solórzano, Cecilia Fernández, Laura Cativa. En especial a mis amigos Ingenieros: Claudio Karam, Javier Manghessi y Gonzalo Sosa, que está siempre. Gracias a la familia de esta querida casa de altos estudios, por brindarnos los medios para poder, sin pagar cuotas ni aranceles, llegar a un título de grado, y al gobierno peronista que hizo que esto sea posible el de Néstor y Cristina. Y por último a esta querida provincia que me vio nacer y crecer con su cultura, idiosincrasia y costumbres, porque en mayor o menor medida me hizo quien soy.

¡De corazón, MUCHAS GRACIAS!

Castro Passeri Lucas David

La Rioja, 21 de diciembre de 2022

Ing. Aegerter Claudio Julián, Profesor de la Cátedra "Proyecto Final" de la carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Rioja,

AUTORIZA

A los Señores, Bioglio Huber Damián y Castro Passeri Lucas David a presentar el proyecto final de carrera, titulado:

"MÓDULO FOTOVOLTAICO EN CICLOVÍA PARA ALUMBRADO PÚBLICO"

Manifiesta en su calidad de profesor adjunto de la cátedra proyecto final, en cumplimiento de las normas vigentes en esta Universidad para presentación de proyecto final.

Ing. Aegerter, Claudio Julián

Proyecto de fin de carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Rioja, presentado por los alumnos:

- **Bioglio, Huber Damián - Legajo 30-3900**
- **Castro Passeri, Lucas David - Legajo 30-3023**

Título del Proyecto

“MÓDULO FOTOVOLTAICO EN CICLOVÍA PARA ALUMBRADO PÚBLICO”

Docentes de cátedra:

- Ing. Aergarter, Claudio Julián
- Dra. Ing. Mónica Alitta

Tutor del Proyecto

- Ing. Wassan, Pedro Osmar

ÍNDICE

ÍNDICE	9
1. Introducción	13
2. Energías Renovables	14
2.1 Energías Renovables en el Mundo	14
2.1.1 Potencia Instalada y Generación Eléctrica Mundial total:.....	14
2.1.2 Tendencias regionales:	16
2.1.3 Aprovechamiento de Energía Solar en el Mundo:.....	17
2.2 Energías Renovables en Argentina	18
2.2.1 Energía renovable Generada respecto a la demanda del MEM	19
2.2.2 Participación de las Energías Renovables en el MEM por Tipo de Energía	20
2.3 Energía Solar Fotovoltaica en Argentina	21
2.3.1 Capacidad Instalada Fotovoltaica Respecto al total de Renovables según Región	21
2.3.2 Energía Fotovoltaica Generada respecto a la Demanda del MEM	22
3. Energía Solar	23
3.1 Historia de la energía solar	23
3.1.1 Historia de la energía solar fotovoltaica. Primeras células fotovoltaicas	24
3.1.2 Abandono temporal de la energía solar	25
3.1.3 Resurgimiento de la energía solar	25
3.2 Tipos de aprovechamiento de energía solar	25
4. Normativas vigentes en Argentina para Energía Solar Fotovoltaica	26
5. Marco Teórico	27
5.1 Sistema fotovoltaico	27
5.2 Formas de conexión entre paneles fotovoltaicos	28
5.3 Recurso Solar Disponible	29
5.4 Obtención de datos de recurso solar	31
5.4.1 Guía del Recurso Solar	31
5.4.2 NASA	34
5.4.3 RETScreen Expert.....	39
5.4.4 Visor SIG.....	42
5.5 Hora Solar Pico	44
5.6 Tipos de sistemas Fotovoltaicos	46
5.6.1 Sistemas OFF- GRID	46
5.6.2 Sistemas ON-GRID	47
5.6.3 Sistemas ON-GRID con acumulación	47
5.7 Baterías: Tipos	48
5.7.1 Capacidad de las baterías: concepto de Amper-hora [Ah]	48
5.7.2 Profundidad de descarga.....	49
6. Presentación del Proyecto	50

7. Objetivos generales	52
8. Objetivos específicos	53
9. Alcances	54
10. Cálculo de Iluminación	55
10.1 Normativas vigentes: Niveles de iluminación	56
10.1.1 Niveles de Iluminación	57
10.2 Elección de luminaria LED vial	58
10.2.1 Luminaria Led Vial: Especificaciones	59
10.2.2 Cálculo luminotécnico	60
11. Cálculo de la energía consumida por el nuevo sistema de Iluminación	69
11.1 Definición de los intervalos de dimerización	70
11.2 Cálculo de la energía diaria consumida por las luminarias	73
12. Análisis del sistema conectado a la red con acumulación	75
12.1 Cálculo del banco de baterías	75
12.1.1 Elección del tipo y modelo de baterías	77
12.1.2 Cálculo del banco de baterías por el método N°1 estándar:	79
12.1.3 Cálculo del banco de baterías por el método N°2:	82
12.1.4 Conclusión del Análisis del sistema On-grid con acumulación: comparación de ambos métodos de cálculo.....	90
13. Cálculo del Sistema ON-GRID	91
14. Cálculo del Techo Solar para la Ciclovía	93
14.1 Consideraciones previas para el cálculo de proyección de sombra	93
14.2 Cálculo de la proyección de sombra	97
15. Selección de Paneles	106
15.1.1 Datos mecánicos del módulo fotovoltaico:.....	106
15.1.2 Datos eléctricos	107
15.1.3 Límites de Temperatura:	108
15.1.4 Límites Operativos:	108
16. Evaluación del Recurso Solar	108
17. Cálculo de Cantidad de Paneles Fotovoltaicos	115
17.1.1 Horas Solares Pico (HSP)	115
17.1.2 Performance Ratio (PR):	116
17.1.3 Número Estimado de Paneles Fotovoltaicos:.....	123
17.2 Conexión de los módulos fotovoltaicos: conformación de los Arreglos	124
17.2.1 Inversores.....	124
17.2.2 Conformación y conexión de los arreglos	126
17.2.3 Verificación de Parámetros Eléctricos a la entrada del inversor.....	127
17.2.4 Disposición de montaje: cálculo final el largo del techo	130
18. Cálculo y selección de elementos misceláneos de la instalación Fotovoltaica:	
E. Eléctricos y E. de Montaje	132

18.1	Elementos Eléctricos.....	132
18.1.1	Conductores para DC	132
18.1.1.1	Cálculo de conductores para conexión en serie de paneles grupo G1 y G2.....	134
18.1.1.2	Cálculo de conductores para conexión caja de conexiones CC1 y el Inversor 1.....	136
18.1.2	Conductores para AC.....	138
18.1.3	Cálculo y selección de elementos de protección	139
18.1.3.1	Protecciones de circuitos en Corriente Continua	141
18.1.3.2	Protecciones de circuitos en Corriente Alterna.....	145
18.2	Componentes de la estructura soporte de paneles:	151
19.	<i>Elementos eléctricos de los circuitos de luminarias</i>	152
19.1	Conductores	152
19.1.1	Luminarias de la calzada	152
19.1.2	Luminarias de la cicloavía.....	153
19.2	Protecciones.....	154
19.3	Elementos del Circuito de control de luminarias	158
20.	<i>Medidor de energía</i>	161
20.1	Protecciones.....	162
21.	<i>Apantallamiento contra Descargas Atmosféricas</i>	163
21.1	Determinación del Nivel de Protección	164
21.2	Características del apantallamiento: Método de la Esfera Rodante o Ficticia	169
21.3	Elementos captores, conductores colectores y de bajada y Sistema de Puesta a Tierra	176
21.3.1	Dibujo Esquemático del SPCR	178
21.3.2	Elementos Captadores	179
21.3.3	Conductor Colector, conductores de Bajada y soportes aislantes.....	180
22.	<i>Sistema de Puesta a Tierra</i>	182
23.	<i>Energía Eléctrica generada e Inyectada a la red</i>	186
24.	<i>Organización de la ejecución de la obra.....</i>	188
24.1	Diagrama de Gantt	189
24.2	Organización de Recursos	190
25.	<i>Análisis Económico del Proyecto</i>	191
25.1	Cómputo y Presupuesto (Elementos principales)	192
25.2	Mano de Obra	193
25.3	Valoración Económica de la obra	193
25.4	Cronograma de erogaciones	194
25.5	Repago simple descontado.....	195
26.	<i>Estudio de Impacto Ambiental.....</i>	199

26.1	Introducción	199
26.2	Antecedentes	200
26.3	Objetivo	200
26.3.1	Materiales y materias primas a usar.	201
26.3.2	Cuantificación del recurso humano. Nivel de especialización.	201
26.4	Marco legal aplicable.....	202
26.4.1	Constitución Nacional	202
26.4.2	Constitución Provincial.....	205
26.5	DESCRIPCION DEL AMBIENTE.....	206
26.5.1	Ubicación del área de implantación y descripción general.....	206
26.5.2	Características ambientales	207
26.5.2.1	Desarrollo urbano.....	207
26.5.2.2	Clima.....	207
26.5.2.3	Calidad del aire.....	208
26.5.3	Aspectos demográficos de la ciudad.....	208
26.5.4	Características del entorno del predio de emplazamiento	209
26.6	Ubicación y localización del predio	210
26.7	Georreferencia	211
26.8	Descripción de la Ciclovía	211
26.9	Superficie total a utilizar.....	212
26.10	Acciones a llevar a cabo en el proyecto.....	212
26.11	Factores que generan impacto.....	213
26.11.1	Generación de Residuos.....	213
26.11.2	Emisiones gaseosas	214
26.11.3	Material particulado.....	214
26.11.4	Generación de ruidos y vibraciones perceptibles	214
26.11.5	Intervención y efectos en el suelo.....	214
26.11.6	Superficie cubierta a generar	214
26.11.7	Infraestructura y servicios disponibles.....	215
26.11.8	Consumo de agua. Calidad y fuente de suministro.....	215
26.11.9	Consumo de energía. Suministro.	215
26.11.10	Características e impactos socioculturales.	215
26.11.11	Impacto socioeconómico.	215
26.12	Cálculo de Huella de Carbono	215
27.	MATRIZ DE LEOPOLD	219
28.	Conclusión	221
29.	Bibliografía.....	222
30.	PLANOS	225
31.	ANEXOS.....	226

1. Introducción

La producción y el uso de la energía suponen la principal causa, junto con el transporte, de las emisiones de gases de efecto invernadero, gases responsables del cambio climático. Por ello, una de las formas de actuar para limitar e impedir sus gravísimas consecuencias ambientales, sociales y económicas relacionadas con dicho cambio climático, consiste en reducir el consumo energético y en crear una matriz de generación que sea más afín al uso de energías renovables y menos contaminantes.

El modelo de generación, transporte y consumo de energía eléctrica actual, dependiente en gran parte de los combustibles fósiles, es insostenible como consecuencia del cambio climático que supone.

En la actualidad, el incremento de la demanda y consumo de energía y las dificultades que existen para satisfacer esta demanda con las fuentes de energía disponibles, están anticipando un escenario de crisis energética para todo el mundo.

En particular para nuestro país, la insuficiencia de recursos propios de combustibles fósiles conlleva una gran dependencia energética de otros países y una gran vulnerabilidad de nuestro sistema energético.

Según sea su origen -térmica (gas, carbón, gas-oíl) o nuclear - la producción de energía eléctrica tiene otros importantes impactos ambientales:

- Los **productos químicos** que se emiten, principalmente en las centrales térmicas de carbón y derivados del petróleo, son transportados por el viento y depositados por las lluvias a miles de kilómetros de distancia de su origen, provocando «la lluvia ácida», causante del deterioro y la destrucción de bosques, lagos y otros ecosistemas.
- Las **centrales nucleares** producen residuos radiactivos de alta actividad (larga vida, alto poder radiactivo) que suponen una amenaza constante para el medio ambiente por la incapacidad actual para gestionarlos.

Por lo mencionado, y por numerosas razones más, es necesario que la generación de energía eléctrica tenga un nuevo horizonte: el máximo aprovechamiento de las energías renovables.

2. Energías Renovables

Las energías renovables son fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero de forma directa. Además, sus costes evolucionan a la baja de forma sostenida, mientras que la tendencia general de costes de los combustibles fósiles es la opuesta.

El crecimiento de las energías limpias es imparable, como queda reflejado en las estadísticas aportadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE): representan cerca de la mitad de la nueva capacidad de generación eléctrica instalada, toda vez que se han constituido en la segunda fuente global de electricidad, sólo superada por el carbón.

De acuerdo a la AIE, la demanda mundial de electricidad aumentará un 70% hasta 2040, elevando su participación en el uso de energía final del 18% al 24% en el mismo periodo- espoleada principalmente por regiones emergentes: India, China, África, Oriente Medio y el sureste asiático. (Acciona, 2021)

2.1 Energías Renovables en el Mundo

2.1.1 Potencia Instalada y Generación Eléctrica Mundial total:

En los siguientes gráficos se muestra la capacidad de generación y la participación de los diferentes tipos de energías renovables en el abastecimiento de la demanda eléctrica global.

Si se analizan los datos, se pueden remarcar dos puntos de gran importancia: el primero es que la mayor parte del total del aporte de las energías renovables radica en el aprovechamiento hidráulico, eólico y solar, debido a cuestiones de factibilidad y madurez que presentan las mismas. El segundo punto, y no menos importante que el primero, es que se aprecia claramente que la energía solar, en la que particularmente se basa el presente trabajo, es la que, respecto a los otros dos tipos de energías mencionados, marca una mayor tendencia de crecimiento a nivel global. (IRENA, 2020)

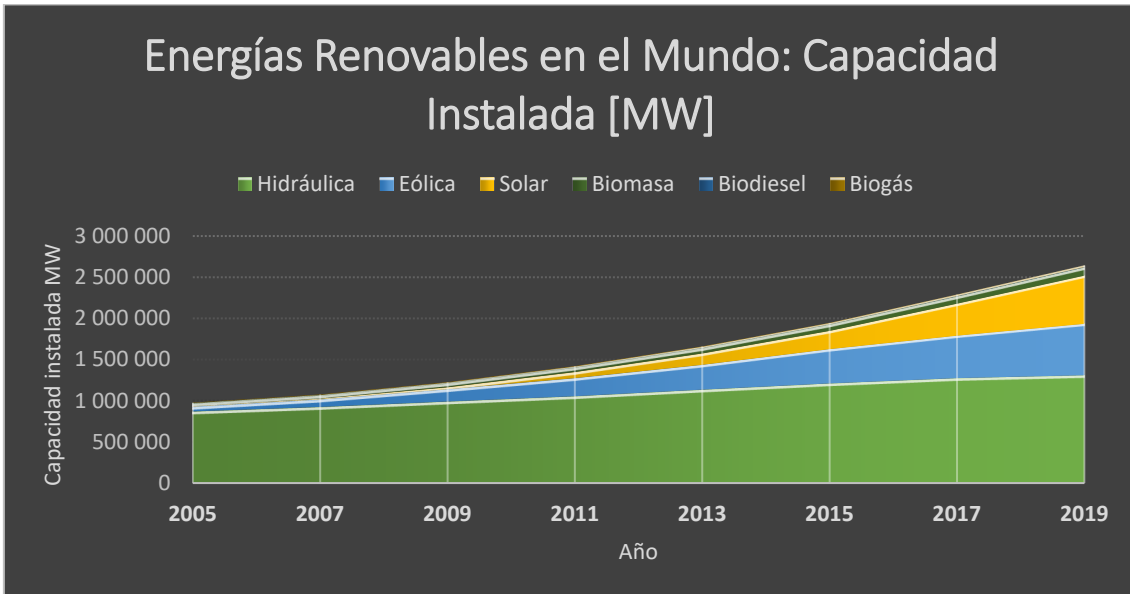


Gráfico 2.1.1A "Energías Renovables en el mundo: Capacidad instalada" Fuente: (IRENA, 2020)

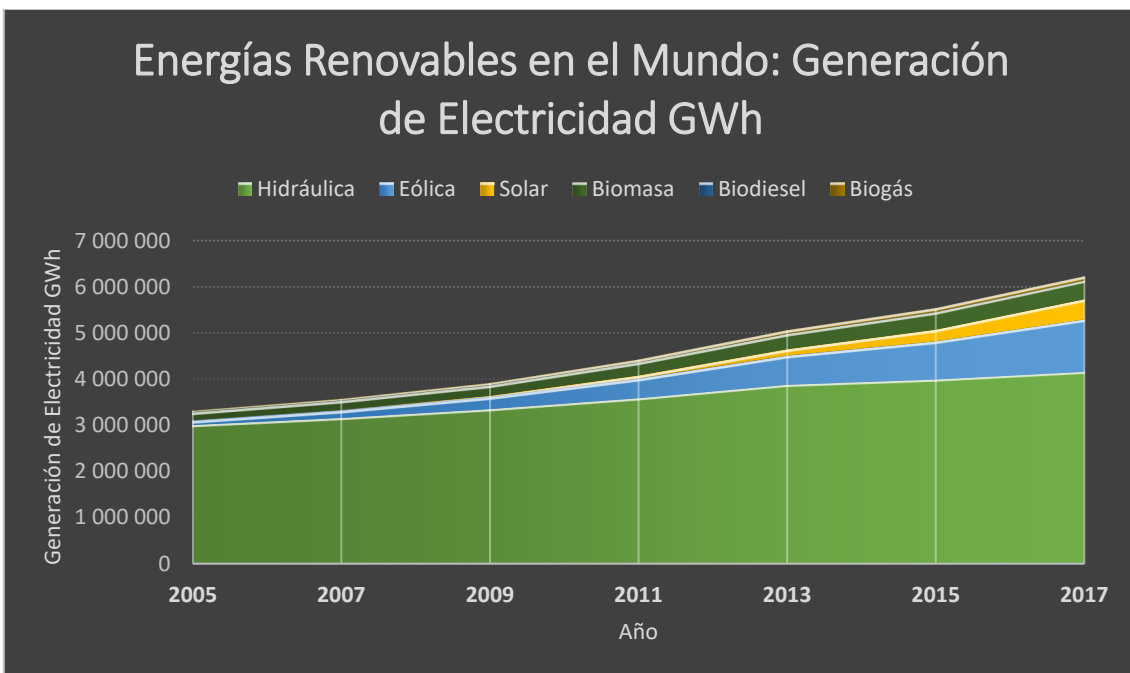


Gráfico 2.1.1B "Energías Renovables en el mundo: Capacidad instalada" Fuente: (IRENA, 2020)

Tabla 2.1.1 A "Valores de Potencia Instalada y Generación Eléctrica de energías Renovables en el Mundo" Fuente: (IRENA, 2020)

Indicador	Tecnología	Año							
		2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Potencia Instalada (MW)	Hidráulica	870 425	925 245	990 859	1 055 557	1 135 510	1 210 496	1 275 538	1 310 292
	Eólica	58 405	91 542	150 122	220 020	299 920	416 276	514 402	622 704
	Solar	4 936	8 975	23 582	73 734	139 582	221 993	388 557	586 434
	Biomasa	37 186	42 512	50 915	58 459	67 809	78 753	90 070	101 138
	Biodiesel	801	1 034	1 697	1 907	2 041	2 419	3 233	3 211
	Biogás	4 805	6 241	8 281	11 429	13 962	15 650	17 268	19 453
Generación Eléctrica (GWh)	Hidráulica	3 004 929	3 158 180	3 348 943	3 583 384	3 876 459	3 991 419	4 158 175	
	Eólica	102 677	168 103	270 953	432 480	635 110	828 251	1 134 451	
	Solar	4 406	8 118	21 028	65 501	137 921	252 630	437 287	
	Biomasa	182 677	207 465	232 394	283 553	329 622	374 725	400 956	
	Biodiesel	1 981	1 637	4 102	3 652	4 600	5 878	5 275	
	Biogás	21 174	31 125	40 564	53 818	73 644	84 632	87 932	

2.1.2 Tendencias regionales:

El siguiente panel muestra una descripción de la capacidad instalada de energía renovable y la electricidad generada en las principales regiones del mundo. Muestra el progreso a lo largo del tiempo para cada tecnología.

Se observa que la región asiática es la que presenta actualmente el mayor crecimiento en capacidad instalada y generación eléctrica del mundo, pero ha de destacarse el paulatino crecimiento de estas tecnologías en todo el mundo.

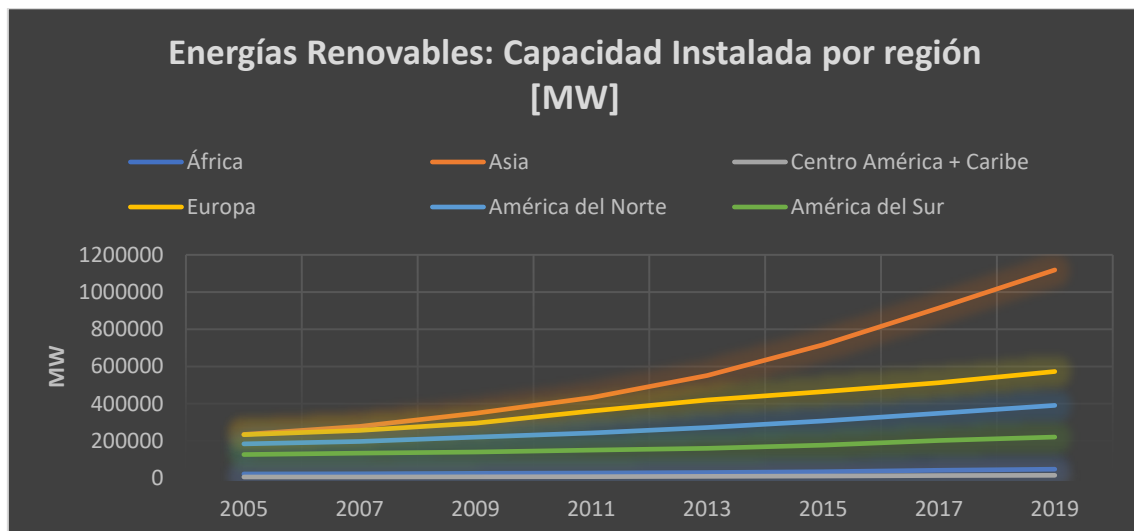


Gráfico 2.1.2A "Energías Renovables: Capacidad instalada por Región" Fuente: (IRENA, 2020)

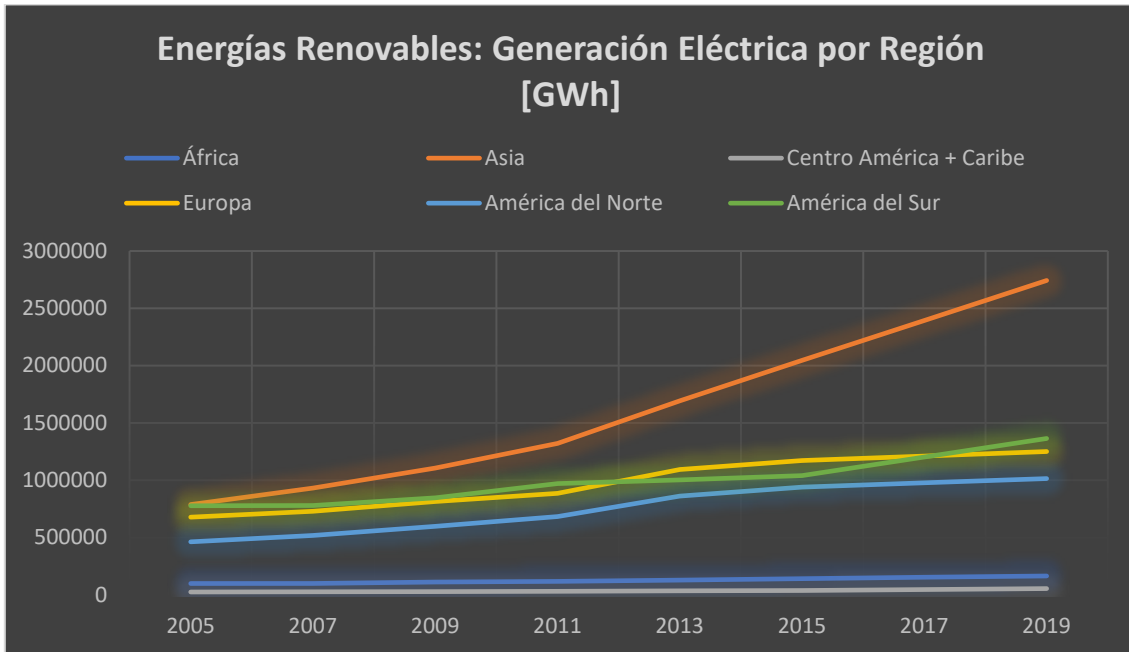


Gráfico 2.1.2B "Energías Renovables: Generación Eléctrica por Región" Fuente: (IRENA, 2020)

Tabla 2.1.2A "Valores de Potencia Instalada y Generación Eléctrica de energías Renovables por Región" Fuente: (IRENA, 2020)

Indicador	Tecnología	Año							
		2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Potencia Instalada (MW)	África	22939	23 329	26088	27 775	30944	35 288	42724	48 443
	Asia	235120	278 265	349095	433 474	551794	716 899	915052	1 118 969
	Centro América + Caribe	6498	6 928	7381	8 497	9769	11 918	14165	15 572
	Europa	233816	256 915	295546	360 937	420030	465 098	513088	573 266
	América del Norte	184454	197 698	220266	242 939	271986	307 701	348558	391 241
	América del Sur	127131	134 925	140426	150 971	160124	177 663	202683	221 130
Generación Eléctrica (GWh)	África	98612	99 567	111192	117 436	128408	141 196	152721	164 246
	Asia	787657	931 858	1106035	1 320 626	1692677	2 045 575	2394225	2 742 874
	Centro América + Caribe	24530	25 949	27562	30 076	34650	37 365	45823	54 281
	Europa	677624	729 525	814713	885 055	1093726	1 171 930	1211082	1 250 233
	América del Norte	462299	518 087	598090	682 274	861860	939 900	977078	1 014 256
	América del Sur	777019	778 431	846794	971 050	1002811	1 040 559	1202235	1 363 911

2.1.3 Aprovechamiento de Energía Solar en el Mundo:

A continuación, se muestra un gráfico que representa los datos de capacidad instalada en MW y de generación eléctrica en GWh de energía Fotovoltaica a nivel mundial y en donde se puede apreciar el crecimiento que ha tenido este tipo de tecnología con el pasar de los años.

Este crecimiento no es infundado, tiene su explicación en un sinnúmero de beneficios que posee de los cuales sobresalen los siguientes:

- Es una tecnología limpia en el sentido de que no provoca desechos durante su aprovechamiento.

- La disminución en la relación "costo/MW": el precio del equipamiento necesario para la generación fotovoltaica disminuye (relativamente a la potencia de los equipos) con el paso del tiempo gracias a las mejoras (automatización) en los procesos de fabricación de los elementos que componen este tipo de instalaciones.
- Es altamente adaptable a nuevas demandas y cambios propios de la tecnología.

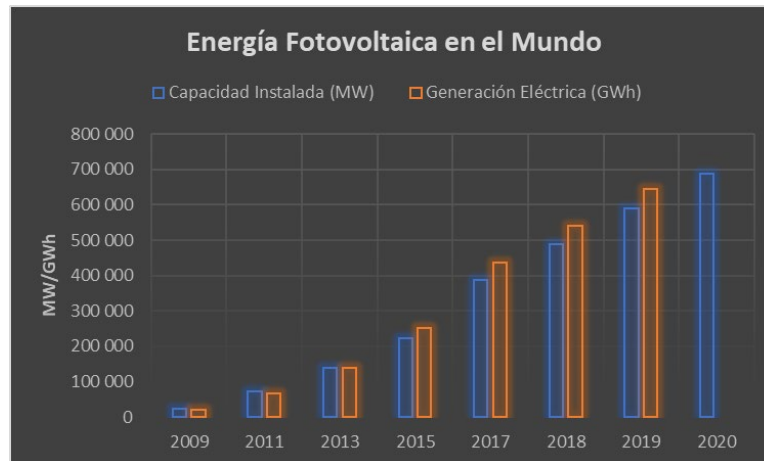


Gráfico 2.1.3A "Energía Fotovoltaica en el Mundo" Fuente: (IRENA, 2020)

Tabla 2.1.3A "Valores de Energía fotovoltaica en el Mundo" Fuente: (IRENA, 2020)

Indicador	AÑO									
	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2018	2019	2020
Capacidad Instalada (MW)	4 936	8 975	23 582	73 734	139 582	221 993	388 557	488 752	588 947	689 142
Generación Eléctrica (GWh)	4 406	8 118	21 028	65 501	137 921	252 630	437 287	540 752	644 217	

2.2 Energías Renovables en Argentina

El territorio de la República Argentina es el segundo más grande de América del Sur luego del de Brasil, cuarto en toda América y el octavo en extensión de la Tierra, si se considera solo la superficie continental. Además de esto, presenta una diversidad contrastante de características climáticas debido a su extensa superficie, su amplitud longitudinal y latitudinal así como también por su desarrollo altitudinal; todo ello conlleva a que existan a lo largo y ancho del país una gran cantidad de energías factiblemente aprovechables.

El aprovechamiento de energías renovables cumple un rol estratégico en el desarrollo de un país diversificando su matriz energética, haciéndola más eficiente y estable, como así también colabora evitando el impacto negativo en la balanza externa y en materia fiscal producida por la importación de diferentes recursos. También logra disminuir el poder de mercado de un acotado número de grupos económicos locales y conglomerados extranjeros que dominan la cadena de producción energética y presionan para fijar precios.

Por lo dicho y por una serie de otros beneficios más, en nuestro país se ha lanzado una batería de medidas que busca fomentar la generación eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables.

2.2.1 Energía renovable Generada respecto a la demanda del MEM

En nuestro país, el aprovechamiento de las energías renovables es cada vez más acentuado debido a:

- Su naturaleza: ya que las energías renovables eólicas y solares presentan características singulares que las diferencian de la generación convencional principalmente porque son variables y no son gestionables, es decir, la energía proveniente de las mismas debe ser utilizada en el preciso momento en que el recurso está disponible, por lo tanto y según lo normado, la generación eléctrica proveniente de estos recursos renovables tiene para su despacho un tratamiento similar al de las centrales hidroeléctricas de pasada, constituyendo una oferta de energía que debe ser considerada como prioritaria para el cubrimiento de la demanda, esto quiere decir que si se despacha siempre el máximo posible de este tipo de energía y al mismo tiempo la demanda del MEM es menor, como sucede últimamente, el porcentaje de aprovechamiento de renovables respecto a la demanda del MEM será mayor.
- Al fomento a las energías renovables: si se observa el siguiente gráfico se advierte el repunte que ha tenido el uso de estas tecnologías en Argentina a partir del año 2019, como resultado de una serie de medidas tomadas con anterioridad que incentivaron la creación de parques eólicos, solares, etc. (CAMMESA, 2022)

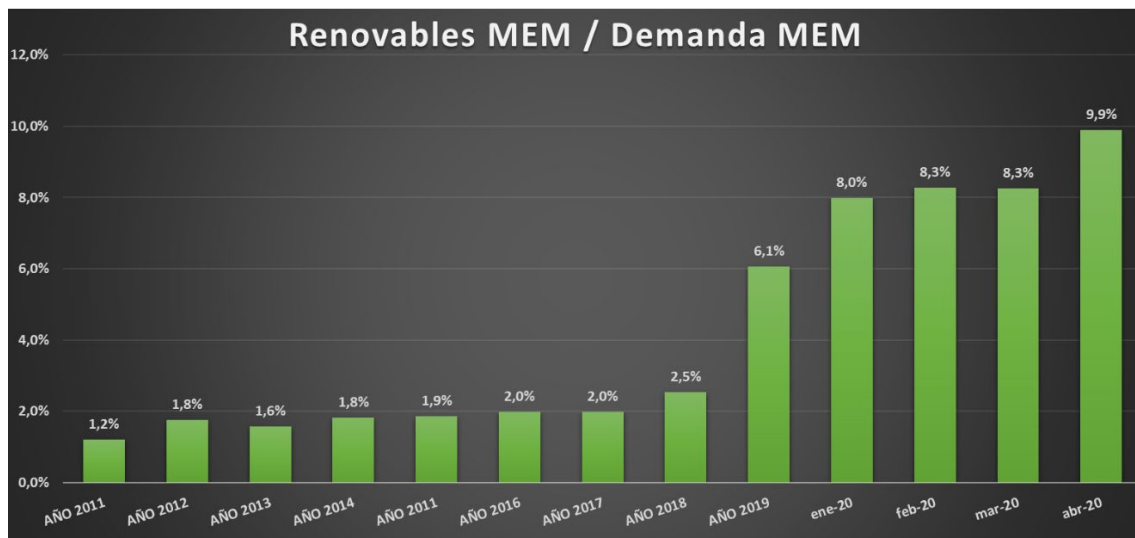


Gráfico 2.2.1A "RenovablesMEM/Demanda MEM" Fuente: (CAMMESA, 2022)

Tabla 2.2.1A "Energía Generada y Demanda de energía del MEM" Fuente: (CAMMESA, 2022)

ENERGÍA GENERADA [GWH]														
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	AÑO 2020
BIODIESEL	32,5	170,2	2,2	1,6	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIOMASA	97,6	127,1	133,9	113,8	154,9	193,2	242,6	241,4	299,2	16,1	13,0	15,4	17,4	61,9
EOLICO	16,0	348,4	446,9	613,3	593,0	546,8	615,8	1443,9	4995,8	683,4	649,7	664,6	612,4	2610,1
HIDRO <=50MW	1255,4	1452,6	1274,0	1456,9	1623,8	1820,1	1695,9	1430,7	1462,1	128,5	129,9	110,4	104,3	473,1
SOLAR	1,8	8,1	15,0	15,7	14,7	14,3	16,4	109,3	799,7	107,0	84,4	98,6	80,1	370,1
BIOGAS	0,0	35,6	108,5	103,0	83,6	57,5	64,1	146,7	254,7	22,8	20,7	23,8	23,4	90,7
Total GWh	1403,3	2142,0	1980,6	2304,4	2469,9	2632,8	2634,8	3372,0	7811,5	957,8	897,7	912,9	837,6	3606,0

DEMANDA ENERGÍA [GWh]														
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	AÑO 2020
Demanda MEM	116349,4	121293,2	125166,4	126467,1	132106,8	132961,4	132507,5	132889,0	128904,0	11989,4	10838,9	11062,9	8469,8	42361,1
Ren MEM / Dem MEM	1,2%	1,8%	1,6%	1,8%	1,9%	2,0%	2,0%	2,5%	6,1%	8,0%	8,3%	8,3%	9,9%	8,5%

2.2.2 Participación de las Energías Renovables en el MEM por Tipo de Energía

La participación de las distintas energías renovables en el MEM no solo va incrementando como se mencionó anteriormente, sino que también se va modificando el porcentaje en el que contribuyen al MEM algunas de ellas. Tal como se muestra en el siguiente gráfico, para los años posteriores al 2018, las tecnologías que muestran un mayor de aporte al mercado en la actualidad son la eólica y la fotovoltaica y su tendencia es a seguir creciendo.

Tabla 2.2.2A "Participación de Energías Renpables en el MEM" Fuente: (CAMMESA, 2022)

PARTICIPACIÓN [%]										
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
BIODIESEL	2%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
BIOMASA	7%	6%	7%	5%	6%	7%	9%	7%	4%	2%
EOLICO	1%	16%	23%	27%	24%	21%	23%	43%	64%	72%
SOLAR	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	10%	10%
HIDRO <= 50MW (TOT)	89%	68%	64%	63%	66%	69%	64%	42%	19%	13%
BIOGAS	0%	2%	5%	4%	3%	2%	2%	4%	3%	3%
Total GWh	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

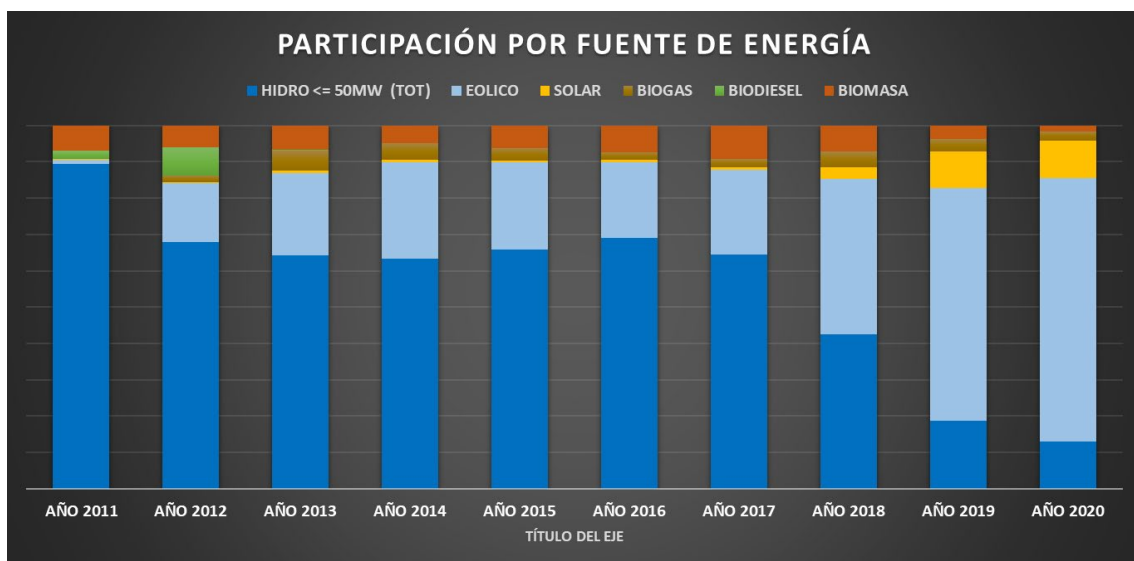


Gráfico 2.2.2A "Participación de Energías Renpables en el MEM" Fuente: (CAMMESA, 2022)

2.3 Energía Solar Fotovoltaica en Argentina

Las instalaciones de energía solar en Argentina están orientadas en su gran mayoría a la generación de energía eléctrica aportada al Sistema Argentino de Interconexión (S.A.D.I.). En pequeña escala y mediante la instalación de paneles fotovoltaicos individuales, el recurso solar se utiliza para abastecer la demanda de viviendas, escuelas o unidades sanitarias aisladas de la red de distribución eléctrica.

La generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes de energía renovable con destino a la prestación de servicio al público, a la investigación para el desarrollo tecnológico y construcción de equipos para ese fin están catalogados como de interés nacional, según la Ley 26.190 y la Ley 27.191.

Argentina tiene un gran potencial de generación de energía eléctrica a partir del recurso solar, especialmente en el NOA (noroeste argentino) y Cuyo, regiones cuya irradiación horizontal global (GHI, por sus siglas en inglés) oscila entre 2400 y 2700 kWh/m² (kilowatts-hora por metro cuadrado) (Global Solar Atlas, 2022). La disminución de los costos de generación de energía fotovoltaica, (superior al 70 % a nivel internacional en la última década), sumado al desarrollo de tecnologías más eficientes, incrementan la viabilidad de estas formas de generación de energía, haciéndolas competitivas en comparación con las plantas convencionales sustentadas en el uso de combustibles fósiles.

2.3.1 Capacidad Instalada Fotovoltaica Respecto al total de Renovables según Región

El siguiente gráfico muestra porcentualmente la participación de las diferentes regiones del país en la generación de energía fotovoltaica, observándose que, tal como se mencionó, las zonas con mayor aprovechamiento fotovoltaico es la región de Cuyo con un 44% del total y el NOA, donde se encuentra nuestra provincia, con un 29%.

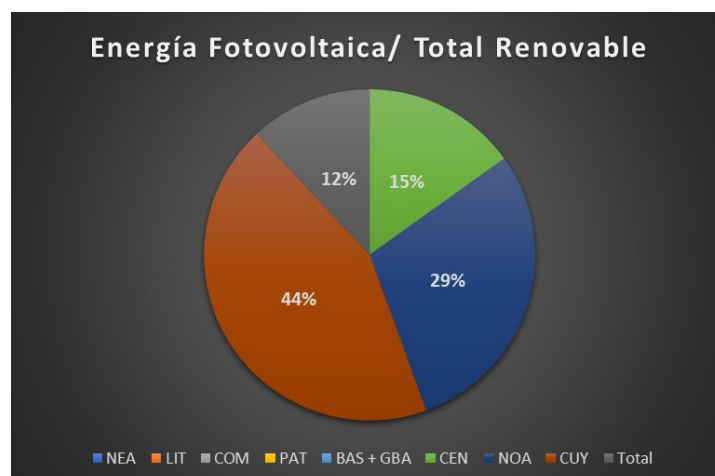


Gráfico 2.3.1A "Energía Fotovoltaica/ Total Renovable" Fuente: (CAMMESA, 2022)

Tabla 2.3.1A "Capacidad instalada por Región y por tipo de Energía Renovable" Fuente: (CAMMESA, 2022)

CAPACIDAD INSTALADA [MW]			
Región	Fotovoltaica	Total Renovable	Fotovoltaica/ Total Renovable
NEA	0	32	0,00%
LIT	0	10	0,00%
COM	0	185	0,00%
PAT	0	957	0,00%
BAS + GBA	0	712	0,00%
CEN	61	332	18,37%
NOA	193	542	35,61%
CUY	203	383	53,00%
Total	457	3153	14,49%

2.3.2 Energía Fotovoltaica Generada respecto a la Demanda del MEM

Del total de energías renovables mostrado para Argentina, podemos decir que hasta el año 2017, la energía fotovoltaica no se encontraba entre las que más participaban cubriendo la demanda del MEM. Gracias a la creación de numerosos Parques Fotovoltaicos en el país, esto cambió, mostrando en los sucesivos años un gran crecimiento, no sólo en potencia instalada sino también en el porcentaje de energía generada respecto al total de demanda del MEM (se observa que más que quintuplica su participación en el MEM en 2020 respecto a valores del 2017). Esto se grafica a continuación:

Tabla 2.3.2A "Energía Generada por Año Solar Vs Demanda MEM" Fuente: (CAMMESA, 2022)

ENERGÍA GENERADA [GWH]										
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
SOLAR	1,8	8,1	15,0	15,7	14,7	14,3	16,4	109,3	799,7	370,1
DEMANDA MEM	116349,4	121293,2	125166,4	126467,1	132106,8	132961,4	132507,5	132889,0	128904,0	42361,1
SOLAR/DEMANDA MEM	0,13%	0,38%	0,76%	0,68%	0,59%	0,54%	0,62%	3,24%	10,24%	10,26%

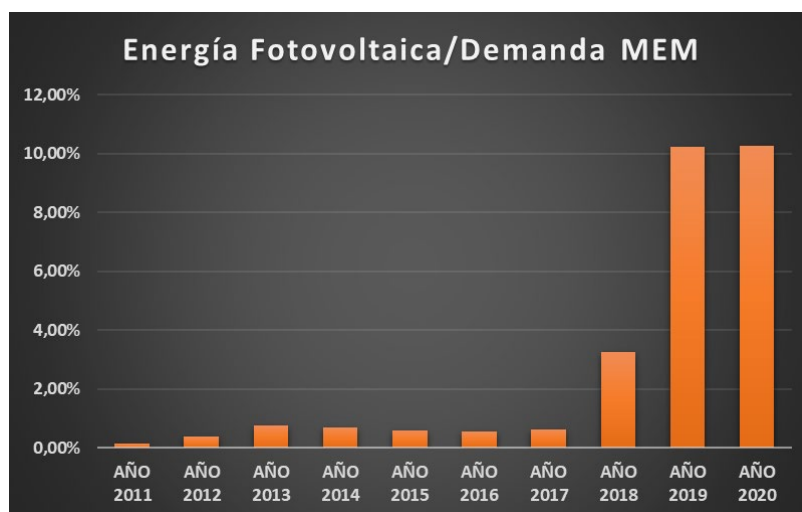


Gráfico 2.3.2A "Energía Fotovoltaica / Demanda MEM" Fuente: (CAMMESA, 2022)

3. Energía Solar

3.1 Historia de la energía solar

La energía solar siempre ha estado presente en la vida del planeta siendo ésta imprescindible para el desarrollo de la misma. Sin embargo, la forma en que la civilización la ha ido aprovechando inventando estrategias y herramientas nuevas ha sufrido una larga evolución.

El Sol es indispensable para la existencia de vida en el planeta: es el responsable del ciclo del agua, clima, la fotosíntesis, etc. Las primeras civilizaciones se dieron cuenta de ello y, a medida que han ido evolucionando, también lo han hecho las técnicas para aprovechar su energía. Al principio fueron técnicas para aprovechar la energía solar pasiva, más adelante se desarrollaron técnicas para aprovechar la energía solar térmica, y posteriormente se añadió la energía solar fotovoltaica.

Las culturas más primitivas se han ido aprovechando de este recurso indirectamente y sin tener conciencia de ello. Más adelante, gran cantidad de civilizaciones más avanzadas se dieron cuenta de la importancia del Sol y desarrollaron numerosas religiones que giraban en torno al astro solar. En muchos casos, la arquitectura también guardaba una estrecha relación con él. Ejemplos de estas civilizaciones los encontraríamos en Grecia, Egipto, el Imperio Inca, Mesopotamia, el Imperio Azteca, etc.

En lo que se refiere a la energía solar pasiva, cabe destacar el papel de los griegos quienes fueron los primeros de la historia en diseñar sus casas para aprovechar la luz del sol, probablemente desde el año 400 a.C. Otro momento importante en la historia de la energía solar fue la época romana ya que se utilizó por primera vez vidrio en las ventanas para aprovechar la luz y atrapar el calor solar en sus casas. Incluso promulgaron leyes que penaban el bloquear el acceso a la luz a los vecinos.

Otra forma de aprovechamiento solar lo desarrolló inicialmente Arquímedes quien entre sus inventos militares desarrolló un sistema para prender fuego a los barcos de las flotas enemigas utilizando espejos para concentrar la radiación solar en un punto. La idea de la utilización de espejos se siguió utilizando en siglos posteriores para la quema de árboles, entre otros. Claro que esta técnica siguió perfeccionándose; Lavoisier el gran químico francés, creó en 1792 su "horno solar" consistente en dos potentes lentes que concentraban la radiación solar en un foco y que permitía alcanzar altas temperaturas con la que fundir metales.

También se puede mencionar que en 1874 el inglés Charles Wilson diseñó y dirigió una instalación para la destilación del agua marina en el desierto de Atacama (Chile) para la Salitrera Lastenia Salinas. Esta central solar tenía la capacidad de desalinizar un promedio de 22500 litros de agua diarios.

La energía solar térmica tiene un lugar en la historia de la energía solar a partir del año 1767. En este año el científico suizo Horace Bénédicte De Saussure (físico, geólogo y alpinista) inventó el "heliotermómetro", un instrumento con el que se podría medir

la radiación solar. El desarrollo posterior de su invento dio lugar a los instrumentos actuales para medir la radiación solar.

Horace Bénédict De Saussure había inventado el colector solar que tendrá una determinante repercusión en la historia de la energía solar y en el desarrollo de la energía solar térmica de baja temperatura. A partir de su invento surgirán todos los desarrollos posteriores de calentadores solares de agua de placa plana que se han proporcionado agua caliente a millones de personas en el mundo.

Más recientemente, en 1865, el inventor francés Auguste Mouchout fue capaz de crear la primera máquina capaz de convertir la energía solar en energía mecánica. El mecanismo se trataba de generar vapor mediante un colector solar y mover un motor mediante su presión. En 1877 Mouchout recibió el encargo de instalar varias de estas turbinas en la Argelia francesa. Desgraciadamente, los elevados costos impidieron que su invento tuviera un uso comercial. También inventó una cocina solar que consistía en un depósito negro recubierto de vidrio expuesto al Sol. Por el lado del depósito que no estaba expuesto al Sol, situaba un espejo cilíndrico parabólico para reflejar la radiación solar.

3.1.1 Historia de la energía solar fotovoltaica. Primeras células fotovoltaicas

En 1838 aparece la energía solar fotovoltaica. En este año, el francés Alexandre Edmond Becquerel descubrió por primera vez el efecto fotovoltaico. Becquerel estaba experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino y se dio cuenta que al exponerla al Sol se elevaba la corriente.

El siguiente paso se dio en 1873 cuando el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos. En este caso sobre el Selenio.

Pocos años más tarde, en 1877, El inglés William Grylls Adams profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, descubrieron que cuando exponían selenio a la luz generaba electricidad. De esta forma, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio.

En 1953, Calvin Fuller, Gerald Pearson, y Daryl Chapin, descubrieron la célula solar de silicio. Esta célula producía suficiente electricidad y era lo suficientemente eficiente para hacer funcionar pequeños dispositivos eléctricos. Estas células fotovoltaicas tendrían una gran importancia en el futuro de la historia de la energía solar.

Las primeras células solares disponibles comercialmente no aparecieron hasta en 1956 aunque el coste todavía era muy elevado para la mayor parte de la gente hasta llegar a 1970 aproximadamente, cuando el precio de las células solares baja aproximadamente un 80%.

Las células solares se utilizaron en los satélites de EEUU y soviéticos lanzados a partir de finales de los cincuenta. (Planas, 2020)

3.1.2 Abandono temporal de la energía solar

El uso de la energía solar perdió importancia en un momento de la historia. Esta tecnología se vio perjudicada por el bajo coste de los combustibles fósiles y la utilización de energías no renovables.

El crecimiento de la industria solar fue alto hasta mediados de los 50's. En este momento el coste de extracción de los combustibles fósiles como el gas natural y el carbón era muy bajo. Por este motivo el uso de la energía fósil pasó a tener una gran importancia como fuente energética y para generar calor. Se consideró entonces, la energía solar como cara y se abandonó.

En este momento de la historia no se tenía consciencia de los efectos negativos para el medio ambiente de uso de los combustibles fósiles. (Planas, 2020)

3.1.3 Resurgimiento de la energía solar

El abandono, para fines prácticos, de la energía solar duró hasta los 70's. Las razones económicas volverían a poner a la energía solar en un lugar destacado en la historia. Pero en esos años el aumento en el precio de los combustibles fósiles del petróleo y gas natural llevó a un resurgimiento en el uso de la energía solar para calentar hogares y agua, así como en la generación de electricidad. Además del precio, en el caso de los calentadores de agua de gas y carbón de los hogares, resultaban peligrosos ya que una mala combustión se podía generar gases tóxicos. (Planas, 2020)

3.2 Tipos de aprovechamiento de energía solar

Las formas de aprovechamiento de la energía solar se pueden clasificar en dos grandes grupos: Tecnologías solares pasivas y Tecnologías solares activas.

La **tecnología solar pasiva** es el conjunto de técnicas dirigidas al aprovechamiento de la energía solar de forma directa, sin transformarla en otro tipo de energía, para su utilización inmediata o para su almacenamiento sin la necesidad de sistemas mecánicos ni aporte externo de energía, aunque puede ser complementada por ellos, por ejemplo para su regulación. Esta incluye sistemas con ganancia directa e indirecta para el calentamiento de espacios, sistemas de calentamiento de agua basados en termosifón, el uso de masa térmica y de materiales con cambio de fase para suavizar las oscilaciones de la temperatura del aire, cocinas solares, chimeneas solares para mejorar la ventilación natural y el propio abrigo de la tierra.

La arquitectura bioclimática es la aplicación de este principio al diseño de edificaciones. La energía no se aprovecha por medio de captadores industrializados, sino que son los propios elementos constructivos los que absorben la energía de día y la redistribuyen por la noche.

Dentro de las **tecnologías solares activas** encontramos:

La **ENERGÍA SOLAR TÉRMICA**, que consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para producir calor que puede aprovecharse para cocinar alimentos o para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción, etc.

La **ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA** es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina. Estas están compuestas de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio monocristalino) está alrededor del 16%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 22% de las células de silicio monocristalino. También existen las células multicapa, normalmente de arseniuro de galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 46 % con células experimentales. La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye por debajo de un valor considerable.

Otras tecnologías solares activas son:

ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA: Para producir electricidad con un ciclo termodinámico convencional a partir de un fluido calentado a alta temperatura (aceite térmico)

ENERGÍA SOLAR HÍBRIDA: Combina la energía solar con la energía obtenida de una central térmica tradicional, de biomasa, energía eólica o de combustibles fósiles.

4. Normativas vigentes en Argentina para Energía Solar Fotovoltaica

Leyes

Ley N° 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.

Ley N° 26.190: Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica

Ley N° 27.424: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

Ley N° 25.019: Régimen nacional de energía eólica y solar.

Decretos

Decreto 531/2016: Reglamentación de la Ley N° 27.191

Decreto 562/2009: Reglamentación de la Ley N° 26.190

5. Marco Teórico

A continuación, se desarrollan conceptos que sirven de referencia conceptual y que permiten fundamentar el proyecto.

Si bien el presente trabajo tiene objetivos puntuales (enunciados más adelante), también se busca que sea una guía para otros proyectos con temas relacionados, por este motivo, se describirán conceptos y formas de obtención de datos de suma relevancia para proyectos de este tipo.

5.1 Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de elementos que permiten aprovechar la radiación solar y transformarla en electricidad. Uno de los componentes principales de los sistemas fotovoltaicos son los generadores, módulos o paneles fotovoltaicos ya que su función es transformar la energía solar en electricidad mediante el fenómeno físico conocido como efecto fotoeléctrico. Estos paneles, están formados por un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas entre ellas. A su vez los módulos pueden conectarse eléctricamente en grupos formando lo que se denomina arreglo.

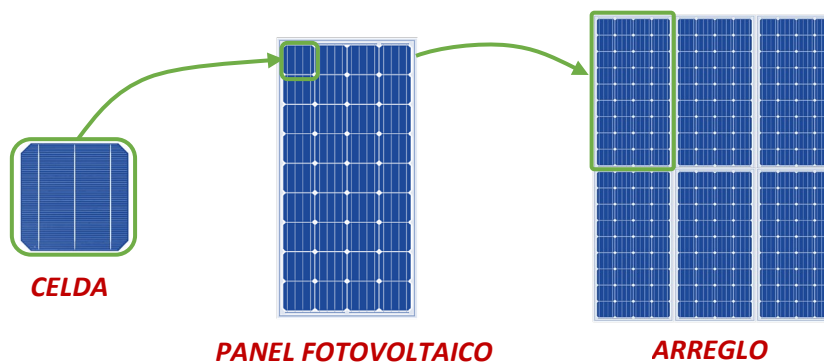


Imagen 5.1A "Composición de generadores fotovoltaicos" Fuente: Propia

El resto de los elementos del sistema fotovoltaico se encargarán de gestionar y transformar esta tensión en corriente alterna, si fuera necesario.

5.2 Formas de conexión entre paneles fotovoltaicos

Siempre que se estudien sistemas fotovoltaicos de más de un módulo fotovoltaico, será necesario conocer las formas de conectarlos entre sí.

Los módulos se pueden conectar en serie cuando se conecta el terminal de cierta polaridad de un módulo al de polaridad contraria en el siguiente panel o en paralelo, cuando se conectan entre sí terminales de igual polaridad de diferentes paneles. Según la forma de conexión se obtendrá que:

- Cuando se conectan placas solares en paralelo se logra aumentar la corriente del conjunto. Y la tensión se mantiene similar a la de un módulo cualquiera.
- Cuando se conectan placas solares en serie se logra sumar tensiones. La corriente se mantiene similar a la de un módulo cualquiera.
- Cuando se conectan placas solares en serie-paralelo se consigue aumentar tanto la corriente como la tensión del conjunto.

Ejemplo de Conexión en Serie:

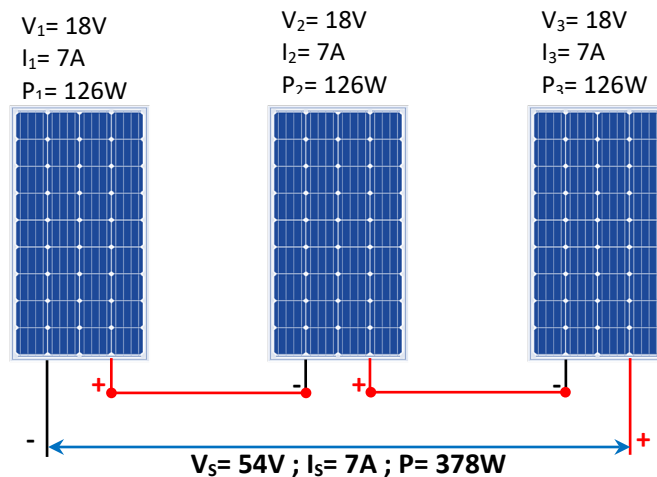


Imagen 5.2A "Ejemplo de Conexión en serie de Paneles Fotovoltaicos" Fuente: Propia

Ejemplo de Conexión en Paralelo:

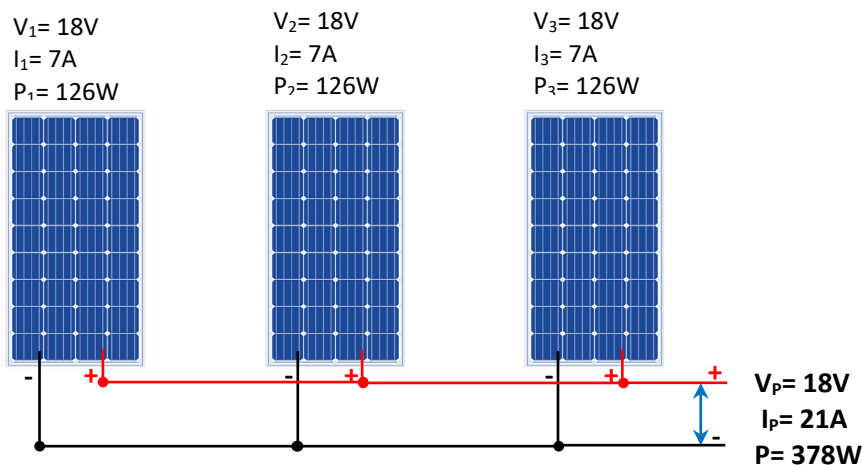


Imagen 5.2B "Ejemplo de Conexión en paralelo de Paneles Fotovoltaicos" Fuente: Propia

5.3 Recurso Solar Disponible

El estudio del recurso solar de un lugar debe realizarse indagando en todas las fuentes al alcance del proyectista y con el mayor nivel de detalle posible. Esto debe ser así indudablemente, ya que entre las diferentes fuentes de información, siempre existe cierta diferencia de valores de recursos para el mismo lugar y fecha de toma de datos.

Si lo mencionado no se considera, es decir, se toma valores de una sola fuente de datos (salvo claro está que se compruebe que la misma no presenta imprecisiones relevantes), puede desembocar en grandes errores en la cantidad de energía producida que, como consecuencia, provocará un desatino general, no solo en el cálculo de los demás elementos de la instalación, sino también en cuanto a la economía del proyecto se refiere.

En el presente trabajo, y por lo dicho, se trabajará partiendo de cinco fuentes distintas, se explicará el método de obtención de datos y se realizará un promedio de los valores obtenidos. A continuación se mencionan dichas fuentes y sus características:

1. "Atlas del Recurso Solar de la República Argentina" (Reghini H. G.-R., 2007):

Esta es una guía realizada por la Subsecretaría de Energías Renovables de La Nación y en ellas se encuentran, por provincia, los valores de:

- 1.1. Irradiación solar promedio para superficies horizontales en [kWh/m² día] diferenciadas por colores y presentada en mapas para los diferentes meses del año.
- 1.2. Tablas de transposición para diferentes orientaciones e inclinaciones: se brindan coeficientes ordenados en tablas para las diferentes provincias, acimut e inclinaciones de los paneles solares (tanto fotovoltaicos como térmicos). Esto es necesario para llevar los valores de irradiación para superficies horizontales obtenidas del punto anterior, a valores que se correspondan a superficies inclinadas, que para este trabajo es de 25°.
- 1.3. Otros datos: También se muestran otros datos que no se usaran directamente en el presente trabajo sino que servirán como guía; estos son: discos de irradiación solares (método gráfico para conocer el valor óptimo de orientación e inclinación de paneles solares para determinado lugar y saber qué porcentaje de energía se aprovecha si se eligen valores distintos al óptimo), ábacos de asoleamiento con sus tablas de coeficientes por sombra (permiten conocer la trayectoria del sol y saber en cuanto afecta el rendimiento de la instalación si un objeto se interpone entre la misma y el sol producto de que tal objeto proyectará su sombra sobre los paneles) y temperaturas medias del lugar, útiles para calcular valores de tensión máximos cuando en el ambiente se presentan las menores temperaturas.

2. "National Aeronautics and Space Administration" (NASA, 2022):

La NASA, (National Aeronautics and Space Administration, cuya traducción literal es Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio) permite obtener valores de mediciones realizadas durante una década de muchos parámetros climatológicos medidos satelitalmente. Lo beneficioso de esto, además de lo extenso del periodo de medición, es que son datos fácticos, a los cuales se puede acceder desde cualquier lugar del mundo a través de su página web. Si bien se pueden obtener una gran variedad de datos, particularmente para este proyecto, los de interés son:

- 2.1. Irradiación solar promedio para superficies horizontales en [kWh/m² día] presentadas en una tabla y diferenciadas para cada mes y con un promedio anual.
- 2.2. Ángulo y orientación óptima para paneles solares: este dato es muy útil cuando se desea conocer rápidamente cuál es el ángulo óptimo de inclinación de paneles para lograr la mayor captación de energía solar posible para un año en determinado lugar.
- 2.3. Días de "no sol u oscuros": como se sabe, existen fenómenos meteorológicos, tales como nublados leves o de tormenta o nevadas, etc. que afectan en mayor o menor medida la cantidad de energía solar que llegará a la superficie terrestre. Los días de no sol u oscuros brindados por la NASA representan el número de días (mensuales) que un sistema de almacenamiento de respaldo debe proporcionar energía para contabilizar los días esperados sin insolación solar. El número de días se basa en la radiación solar por debajo del valor promedio mensual de varios años esperado, definido como días equivalentes de sol cero = déficit de días consecutivos / (valor promedio diario esperado).

3. "RETScreen":

Es un software que permite evaluar proyectos de una gran variedad de tipos de energías renovables. En este caso en especial, se lo puede usar para evaluar este proyecto solar, pero en un principio, se tomarán los datos que el mismo software obtiene, tales como:

- 3.1. Irradiación solar promedio para superficies horizontales: expresadas en [kWh/m² día] y presentadas en una tabla y diferenciadas para cada mes y con un promedio anual.
- 3.2. Irradiación solar promedio para superficies Inclclinadas (permite elegir el ángulo de inclinación de la superficie colectora. Ej.: 25°): expresadas en [kWh/m² día] y presentadas en una tabla y diferenciadas para cada mes y con un promedio anual.
- 3.3. Otros datos: se muestra la temperatura promedio del lugar para los diferentes meses que, como se mencionó, se utilizarán para calcular los valores de tensión máxima que producirán los paneles fotovoltaicos, también la humedad relativa y velocidad del viento que nos permiten corroborar si los paneles seleccionados son aptos o no para el clima del lugar, etc.

4. “Visor SIG” (Secretaría de Energía de la Nación, 2022):

El visor SIG (visor del Sistema de Información Geográfica) es un sistema desarrollado por Tecnología de la Información, Dirección Nacional de Información Energética, perteneciente a la Secretaría de Energía de La Nación, que permite obtener diversos parámetros geográficos, entre ellos, los relacionados con el recurso solar. El método de obtención de tales valores es una especie de conjunción de los métodos anteriores, ya que los mismos se obtienen de mediciones satelitales y se expresan mediante colores según la irradiación del lugar. Los datos de relevancia para este proyecto, entre la gran cantidad de parámetros que se pueden obtener del Visor SIG, son:

- 4.1. Irradiación solar promedio para superficies horizontales: expresadas en [kWh/m² día] y presentadas en una tabla y diferenciadas para cada mes y con un promedio anual.
- 4.2. Insolación promedio mensual: en este caso se presentan en forma de porcentaje, por lo tanto representa a la heliofanía, es decir la cantidad de horas del día en la que hay luz solar directa expresada en porcentaje del total. Vale aclarar que se refiere a dicho porcentaje de horas del día asoleadas y no a la otra definición asociada a insolación que es la acumulación de energía solar para un periodo determinado (ejemplo un día, un mes, etc.) ya que esta última se expresa en [kWh/m²(día o mes, etc.)] y no en tanto por ciento como se muestra en el Visor SIG.
- 4.3. Otros datos: la temperatura promedio del lugar para los diferentes meses del año (se debe tomar la del “punto resumen” más cercano al lugar de emplazamiento de la instalación).

5.4 Obtención de datos de recurso solar

A continuación, se presentan a grandes rasgos, los pasos necesarios para obtener los datos desde las fuentes mencionadas.

5.4.1 Guía del Recurso Solar

Es un libro que se puede descargar libre y gratuitamente desde la página web del Gobierno Argentino:

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_finales.pdf (Secretaría de Energía, 2022),

Luego de descargar el archivo, se pueden obtener los datos que se nombraron anteriormente y realizar tablas que permitan facilitar el manejo y análisis de los mismos. En este caso en particular los datos de relevancia para este proyecto se encuentran, a modo de ejemplo, en las siguientes páginas y de la siguiente manera:

1. Irradiación solar promedio para superficies horizontales en [kWh/m² día] diferenciadas por colores y presentada en mapas para los diferentes meses del año: desde página N° 7 a la página N° 18. Ejemplo:

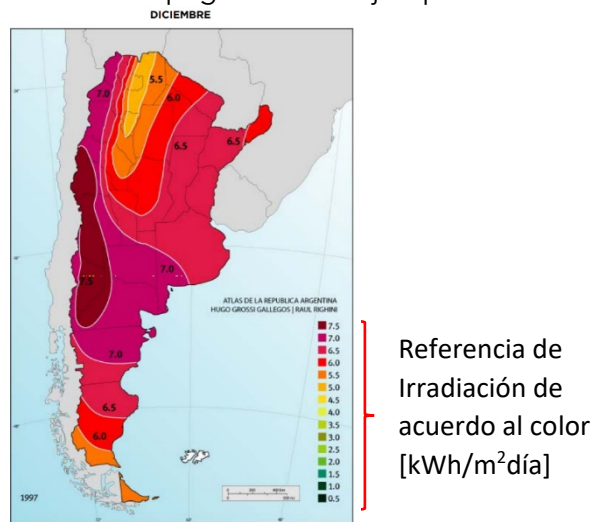


Imagen 5.4A "Irradiación Solar en Argentina" Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007)

2. Discos de irradiación solares: al ser un método gráfico y sencillo que permite conocer el valor óptimo de orientación e inclinación de paneles solares para determinado lugar y como afecta a la cantidad de energía captada si se eligen valores distintos al óptimo, conviene usarlos al iniciar con un proyecto de forma orientativa. Se encuentran desde la página N° 71 a la página N°82. Ejemplo:

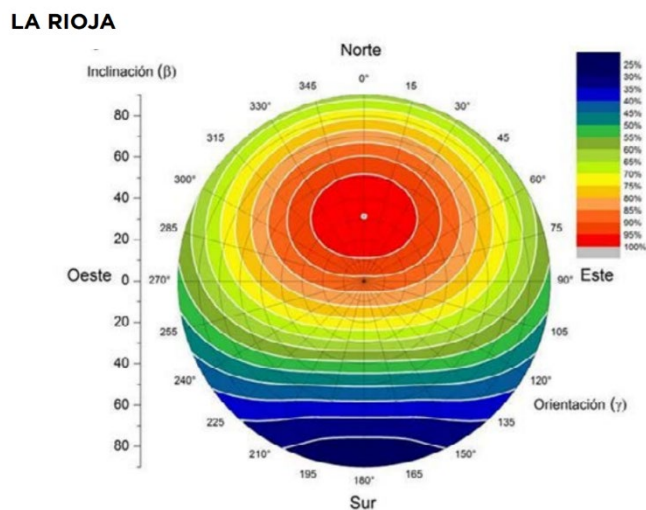


Imagen 5.4B "Disco Solar" Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007)

3. Tablas de transposición para diferentes orientaciones e inclinaciones: se presentan para cada provincia y en función de la orientación respecto del Norte geográfico (acimut) y según la inclinación de la superficie colectora: desde la página N°21 a la página N° 68. Ejemplo:

Tabla 5.4A "Coeficientes de afectación de valores de radiación según acimut e inclinación de panles fotovoltaicos para La Rioja" Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007)

LA RIOJA

Localidad : La Rioja Aero Provincia : La Rioja

TABLA 1 - R = H_r/H Latitud = 29°23'

Acimut = +0°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	0,99	1,00	1,01	1,03	1,06	1,07	1,07	1,05	1,02	1,00	0,99	0,99	1,02
10	0,98	1,00	1,03	1,07	1,13	1,15	1,14	1,08	1,05	1,01	0,98	0,98	1,05
15	0,97	1,00	1,04	1,10	1,19	1,21	1,20	1,14	1,07	1,01	0,98	0,97	1,07
20	0,96	0,99	1,04	1,12	1,24	1,27	1,26	1,17	1,08	1,00	0,96	0,95	1,09
25	0,93	0,98	1,04	1,14	1,28	1,33	1,31	1,20	1,09	0,99	0,95	0,93	1,10
30	0,91	0,96	1,03	1,15	1,32	1,37	1,35	1,22	1,09	0,96	0,92	0,90	1,10
35	0,88	0,93	1,02	1,16	1,35	1,41	1,38	1,24	1,09	0,96	0,89	0,87	1,10
40	0,84	0,91	1,01	1,15	1,37	1,44	1,41	1,25	1,08	0,94	0,86	0,84	1,09
45	0,81	0,88	0,98	1,15	1,38	1,46	1,42	1,25	1,06	0,91	0,83	0,80	1,08
50	0,77	0,84	0,96	1,13	1,39	1,47	1,43	1,24	1,04	0,87	0,79	0,76	1,06
55	0,72	0,80	0,92	1,11	1,38	1,47	1,43	1,23	1,01	0,84	0,75	0,71	1,03
60	0,68	0,76	0,89	1,09	1,37	1,47	1,42	1,21	0,98	0,79	0,70	0,67	1,00
65	0,63	0,71	0,85	1,05	1,35	1,45	1,40	1,18	0,94	0,75	0,65	0,62	0,97
70	0,58	0,67	0,80	1,02	1,32	1,43	1,38	1,14	0,90	0,70	0,61	0,57	0,93
75	0,53	0,62	0,75	0,97	1,28	1,39	1,34	1,10	0,85	0,65	0,56	0,52	0,88
80	0,48	0,56	0,70	0,93	1,24	1,35	1,30	1,06	0,80	0,60	0,50	0,46	0,83
85	0,43	0,51	0,65	0,87	1,19	1,30	1,25	1,00	0,74	0,54	0,45	0,43	0,78
90	0,38	0,46	0,59	0,82	1,13	1,25	1,19	0,94	0,68	0,49	0,40	0,38	0,73

Coeficientes de afectación de los valores de irradiación para la nueva inclinación de la superficie colectora

4. Ábacos de asoleamiento con sus tablas de coeficientes por sombra: muestran gráficamente la trayectoria aparente del sol en la bóveda celeste y permiten conocer cuanto afecta el rendimiento de la instalación si un objeto proyecta su sombra sobre los paneles. Podemos decir que sirve a grandes rasgos para saber si conviene o no instalar los paneles en cierto lugar en función de los obstáculos que se puedan presentar allí. Mediante análisis trigonométricos, es posible representar en los ábacos de asoleamiento los objetos que pueden generar sombras en una determinada superficie colectora. Se usan ubicando en el ábaco correspondiente al lugar un plano a escala del objeto y se analiza cuáles de las divisiones del ábaco abarca, ya que las mismas poseen referencias alfanuméricas que están relacionadas con tablas que tienen coeficientes por los cuales es necesario afectar los valores de irradiación y así obtener valores reales. Se encuentran desde la página N° 85 a la página N°146. Ejemplo:

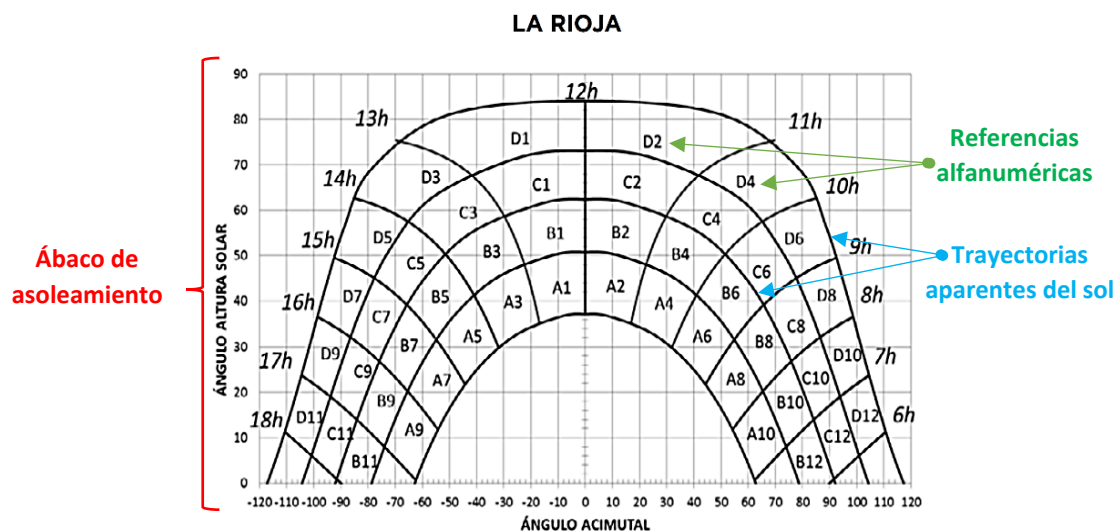


Gráfico 5.4A "Ábaco de asoleamiento para La Rioja" Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007)

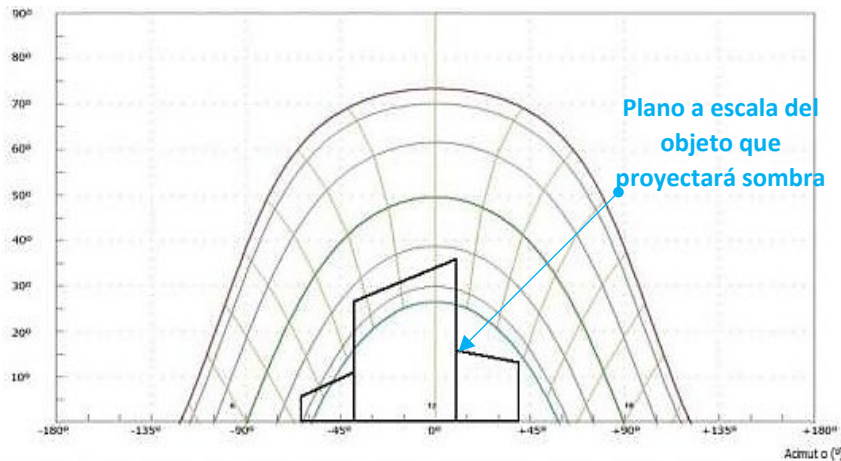


Gráfico 5.4B "Ejemplo-Ábaco de asoleamiento para La Rioja" Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007)

Tabla 5.4B "Tabla de coeficientes de afectación de la irradiación según referencias del ábaco para La Rioja" Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007)

LA RIOJA

Tablas de coeficientes de afectación de la irradiación según las referencias

Tabla 1					Tabla 2					Tabla 3				
$\beta=15^\circ$ $\gamma>60^\circ$	A	B	C	D	$\beta=15^\circ$ $\gamma>30^\circ$	A	B	C	D	$\beta=15^\circ$ $\gamma>0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,07%	0,40%	13	0,00%	0,00%	0,04%	0,20%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,12%
11	0,04%	0,20%	0,56%	1,51%	11	0,03%	0,22%	0,43%	1,20%	11	0,01%	0,13%	0,20%	0,00%
9	1,19%	0,88%	1,12%	2,63%	9	1,06%	0,77%	0,97%	2,28%	9	0,81%	0,62%	0,80%	1,80%
7	2,17%	1,43%	1,69%	3,75%	7	2,04%	1,32%	1,54%	3,38%	7	1,79%	1,17%	1,38%	3,00%
6	3,05%	1,92%	2,18%	4,67%	6	2,97%	1,83%	2,06%	4,34%	6	2,75%	1,70%	1,90%	4,01%
3	3,66%	2,25%	2,50%	5,27%	3	3,67%	2,21%	2,41%	5,01%	3	3,54%	2,12%	2,31%	4,78%
1	3,89%	2,36%	2,60%	5,41%	1	4,00%	2,38%	2,57%	5,20%	1	4,00%	2,36%	2,54%	5,19%
2	3,65%	2,23%	2,46%	5,16%	2	3,87%	2,31%	2,49%	5,13%	2	4,00%	2,36%	2,54%	5,18%
4	3,02%	1,80%	2,11%	4,40%	4	3,33%	2,01%	2,19%	4,56%	4	3,57%	2,13%	2,30%	4,74%
6	2,13%	1,40%	1,61%	3,54%	6	2,49%	1,55%	1,73%	3,88%	6	2,79%	1,71%	1,88%	3,95%
8	1,15%	0,85%	1,05%	2,45%	8	1,49%	1,00%	1,17%	2,62%	8	1,80%	1,18%	1,35%	2,89%
10	0,26%	0,33%	0,50%	1,38%	10	0,55%	0,47%	0,62%	1,55%	10	0,85%	0,63%	0,78%	1,81%
12	0,01%	0,05%	0,12%	0,48%	12	0,01%	0,05%	0,10%	0,58%	12	0,04%	0,14%	0,27%	0,83%
14	0,00%	0,00%	0,01%	0,08%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,08%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,08%

Tabla 4					Tabla 5					Tabla 6				
$\beta=15^\circ$ $\gamma>30^\circ$	A	B	C	D	$\beta=15^\circ$ $\gamma>0^\circ$	A	B	C	D	$\beta=30^\circ$ $\gamma>0^\circ$	A	B	C	D
13	0,03%	0,03%	0,03%	0,10%	13	0,03%	0,03%	0,03%	0,11%	13	0,03%	0,03%	0,12%	0,21%
11	0,03%	0,05%	0,16%	0,54%	11	0,03%	0,04%	0,13%	0,53%	11	0,03%	0,04%	0,17%	1,85%
9	0,53%	0,45%	0,64%	1,82%	9	0,24%	0,31%	0,52%	1,46%	9	1,14%	1,15%	1,37%	3,88%
7	1,45%	0,99%	1,19%	2,89%	7	1,12%	0,83%	1,07%	2,52%	7	2,77%	1,72%	1,92%	4,11%
6	2,44%	1,53%	1,74%	3,74%	6	2,10%	1,28%	1,53%	3,83%	6	3,87%	2,11%	2,38%	4,93%
3	3,29%	2,00%	2,20%	4,49%	3	2,99%	1,89%	2,12%	4,54%	3	4,11%	2,47%	2,61%	5,33%
1	3,98%	2,30%	2,50%	5,15%	1	3,82%	2,22%	2,47%	5,19%	1	4,18%	2,43%	2,58%	5,27%
2	4,00%	2,38%	2,57%	5,26%	2	3,88%	2,36%	2,60%	5,44%	2	3,86%	2,18%	2,33%	4,74%
4	3,05%	2,22%	2,40%	4,98%	4	3,08%	2,26%	2,44%	5,24%	4	2,83%	1,72%	1,87%	3,87%
6	3,00%	1,85%	2,03%	4,28%	6	3,08%	1,93%	2,16%	4,62%	6	1,83%	1,16%	1,30%	2,80%
8	2,08%	1,34%	1,52%	3,31%	8	2,20%	1,45%	1,67%	3,88%	8	0,79%	0,58%	0,71%	1,67%
10	1,10%	0,78%	0,95%	2,21%	10	1,23%	0,89%	1,10%	2,95%	10	0,21%	0,19%	0,27%	0,73%
12	0,08%	0,25%	0,41%	1,14%	12	0,11%	0,34%	0,54%	1,44%	12	0,07%	0,05%	0,17%	0,42%
14	0,00%	0,00%	0,02%	0,22%	14	0,00%	0,00%	0,03%	0,38%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,09%

5.4.2 NASA

La página web de esta institución permite acceder a una gran variedad de datos ordenados y con una interface fácil de entender. Los mismos son obtenidos mediante mediciones satelitales, encontrándose datos tales como: datos solares, meteorológicos, espaciales, agrícolas, etcétera, para apoyar el uso de energías renovables, eficiencia energética y actividades agrícolas. Se destaca los extenso del periodo durante el cual se realizaron las mediciones, ya que los datos obtenidos corresponden a un lapso de 22 años consecutivos (Julio 1983 - junio 2005) para datos referidos a parámetros solares únicamente y de 30 años (Enero 1984 - Diciembre 2013) para datos meteorológicos y solares combinados.

Usando cualquier navegador buscamos “NASA POWER: Prediction of Worldwide Energy Resources” o ingresamos directamente el siguiente link: <https://power.larc.nasa.gov/> (NASA, 2022)

Los pasos para obtener los datos recurso solar por este medio son:

1. Una vez que se haya ingresado al link anterior, se debe hacer clic sobre “POWER DATA ACCESS VIEWER” y luego en “aceptar”

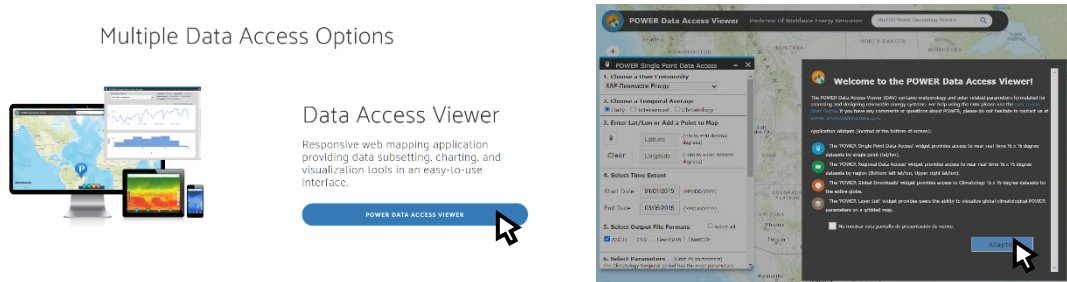


Imagen 5.4.2A “Presentación Data Access Viewer” Fuente: (NASA, 2022)

2. En el panel “POWER single Point Data Access” se deben configurar las siguientes opciones:
 - 2.1. En “Choose a User Community” seleccionar “SEE- Renewable Energy”

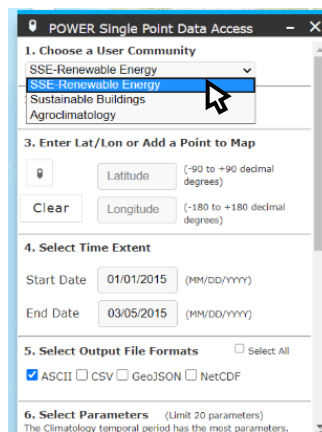


Imagen 5.4.2B “Power Single Point” Fuente: (NASA, 2022)

- 2.2. En “Choose a Temporal Average” seleccionar “Climatology”

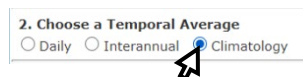


Imagen 5.4.2C “Temporal Average” Fuente: (NASA, 2022)

- 2.3. En “Enter Lat/Lon or Add a Point to Map” se debe colocar Latitud y longitud del lugar. Se recomienda en este caso hacer clic en el símbolo que se muestra en la siguiente imagen y señalar en el mapa el punto exacto en el cual se desea saber los valores del recurso solar, de esta manera se cargarán automáticamente las coordenadas del lugar:

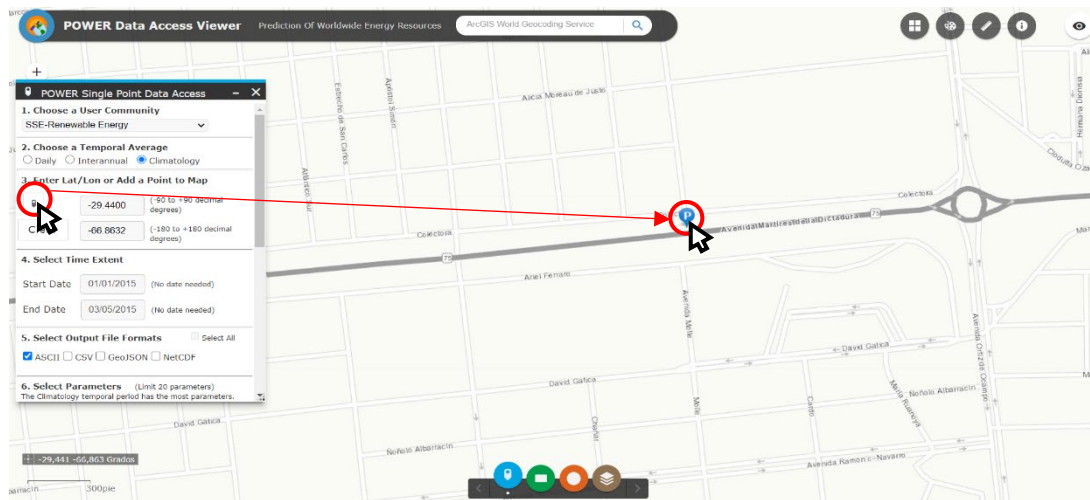


Imagen 5.4.2D "Latitud y longitud del lugar que se desea obtener los datos" Fuente: (NASA, 2022)

- 2.4. Al seleccionar datos climatológicos tal como se indicó en el punto 2.2, no es necesario cargar las fechas del periodo que se desea saber los valores de recurso solar, ya que como se mencionó, se corresponden a un lapso de entre 22 y 30 años de mediciones:

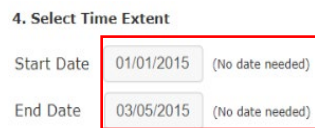


Imagen 5.4.2E "Time Extent" Fuente: (NASA, 2022)

- 2.5. En "Select Output File Formats" seleccionamos el tipo de formato de salida de datos, se recomienda seleccionar "ASCII" porque se obtienen los valores de forma más ordenada:



Imagen 5.4.F "Output File" Fuente: (NASA, 2022)

- 2.6. En "Select Parameters" seleccionamos los parámetros de los cuales se desean conocer sus valores, en este caso:

2.6.1.1. Para conocer los días equivalentes de no sol u oscuros promedios mensuales, se debe seleccionar en la carpeta "Sizing Battery or other Energy-Storage Systems" el ítem que dice "Equivalent Number Of NO-SUN or Black Days a consecutive Month Period":

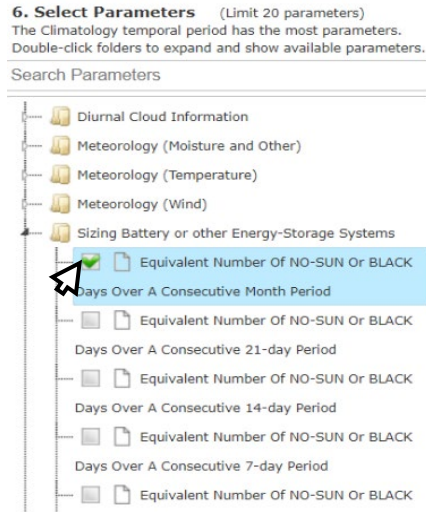


Imagen 5.4.2G "Parámetros" Fuente: (NASA, 2022)

- 2.6.1.2. Para conocer los valores de Irradiación en superficies de inclinación 0° se debe seleccionar en la carpeta "Tilted Solar Panels" el ítem que dice "Solar Irradiance for Equator Facing Tilted Surfaces (set of surfaces)"

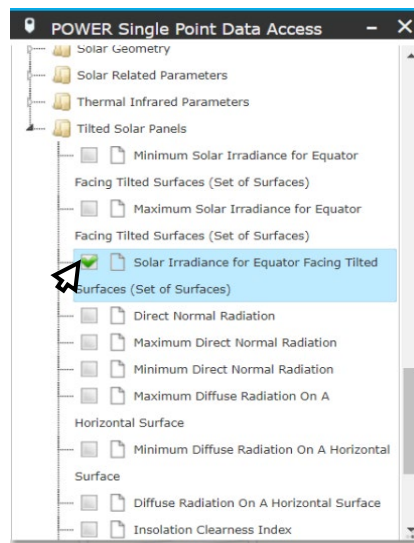


Imagen 5.4.2H "Selección de Parámetros" Fuente: (NASA, 2022)

- 2.7. Por último debemos hacer clic sobre el botón "Submit" y luego de esperar unos segundos mientras se procesan los datos, aparece una nueva ventana en donde se debe hacer clic en "ASCII" y así se abrirá una nueva pestaña del navegador mostrando los siguientes datos:

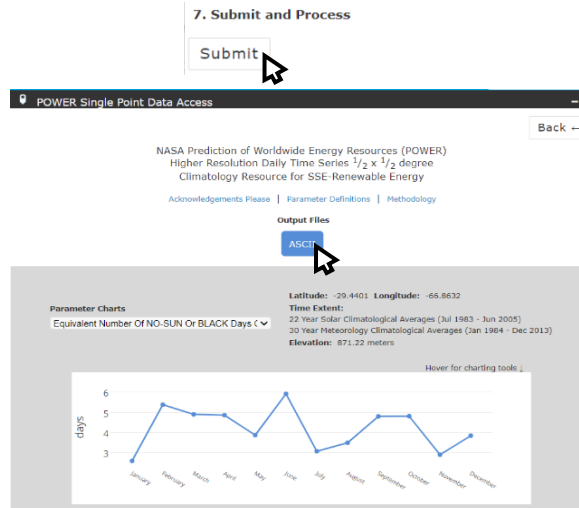


Imagen 5.4.2I "Formato ASCII" Fuente: (NASA, 2022)

Tabla 5.4.2A "Resultados obtenidos de recurso solar" Fuente: (NASA, 2022)

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER SRB/FLASHFlux/MERRA2/ 0.5 x 0.5 Degree Climatologies
22-year Additional Solar Parameter Monthly & Annual Climatologies (July 1983 - June 2005), 30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 1984 - December 2013)
Location: Latitude -29.4401 Longitude -66.8632
Elevation from MERRA-2: Average for 1/2x1/2 degree lat/lon region = 871.22 meters Site = na
Climate zone: na (reference Briggs et al: http://www.energycodes.gov)
Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999

Parameter(s):

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (kW-hr/m ² /day)	2.59	5.38	4.90	4.86	3.87	5.92	3.07	3.49	4.80	4.81	2.90	3.84	-999
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)	6.68	5.68	5.11	4.34	3.44	3.09	3.36	4.19	5.44	6.25	6.92	7.06	5.13
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (kW-hr/m ² /day)	6.50	5.73	5.39	4.92	4.15	3.89	4.18	4.91	5.95	6.42	6.79	6.81	5.47
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Irradiance Tracking the Sun (kW-hr/m ² /day)	6.00	5.50	5.41	5.24	4.65	4.49	4.78	5.37	6.15	6.26	6.30	6.22	5.53
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m ² /day)	5.27	5.00	5.14	5.28	4.89	4.84	5.11	5.52	6.01	5.76	5.55	5.40	5.31
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (kW-hr/m ² /day)	2.06	2.26	2.88	3.67	3.89	4.12	4.24	4.07	3.66	2.66	2.11	2.01	3.14
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (kW-hr/m ² /day)	6.68	5.74	5.44	5.30	4.90	4.91	5.15	5.52	6.16	6.42	6.92	7.07	5.85
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (kW-hr/m ² /day)	-0.50	10.00	23.00	38.50	49.50	55.00	53.00	44.00	30.50	15.00	1.50	-3.50	26.50
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Equivalent Number OF NO-SUN Or BLACK Days Over A Consecutive Month Period (days)	S	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	S	N
SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)	8.26	6.81	6.63	6.61	5.69	5.66	5.99	6.51	7.86	7.97	8.82	8.78	7.13

Note(s):
Northward facing tilted surfaces are designated negative (-)
-END HEADER-

Siendo:

- a. Ubicación
- b. Referencias
- c. Días Equivalentes mensuales de No sol u oscuros
- d. Irradiación promedio mensual y anual para superficies sin inclinación (0°)
- e. Irradiación promedio mensual y anual para superficies sin inclinación y acimut -15°
- f. Irradiación promedio mensual y anual para superficies sin inclinación y acimut 0° (alineados al Norte)
- g. Irradiación promedio mensual y anual para superficies sin inclinación y acimut +15°
- h. Irradiación promedio mensual y anual para superficies inclinadas a 90°
- i. Valores de Irradiación promedio mensual y anual para el ángulo de inclinación óptimo (Irradiación máxima para una superficie inclinada)
- j. Ángulo de inclinación óptimo mensual y anual
- k. Orientación óptima de la superficie (la que permite mayor aprovechamiento)
- l. Irradiación para superficies que poseen seguimiento solar
- m. Valores mensuales
- n. Valores anuales

5.4.3 RETScreen Expert

RETScreen Expert es un software canadiense que se presenta en dos versiones: una básica y gratuita en modo visualización (no permite imprimir ni guardar proyecto) y una completa (profesional) pero paga; se lo puede descargar desde la página oficial del Gobierno de Canadá colocando en el buscador de la misma "RETScreen" o más precisamente de: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/retscreen/7465> (RETScreen, 2021).

Este programa nos permite evaluar proyectos referidos a los diferentes tipos de energías renovables en sus diferentes aspectos, tales como: energía producida, costos, emisiones, finanzas riesgo, etcétera; claro está que para este proyecto sólo se usará en principio lo relacionado con recurso solar.

Una vez descargado e instalado RETScreen Expert, mostrará la siguiente interface al abrirlo:



Imagen 5.4.3A "Presentación RETScreen" Fuente: (RETScreen, 2021)

Se observa en la parte superior las diferentes solapas de evaluación que se mencionaron, en el centro se observan cuatro divisiones principales:

1. "Tareas iniciales-opciones": donde se deberá seleccionar el ítem que sea de interés para el proyectista.
2. "Flujo de trabajo": es un resumen gráfico del proceso completo de evaluación. Permite conocer en que parte del proceso se encuentra el programa a medida que se cargan los datos.
3. "Tipos de Instalación": además de evaluar los diferentes tipos de energías renovables, este software permite estudiar para determinada fuente de energía, varios tipos de instalaciones.

4. "Características Integradas": en esta parte se encuentran ayudas, bases de datos y las fuentes de las cuales el software obtiene datos.

Para obtener el recurso solar de un determinado lugar con este software existen diferentes formas, se recomienda en principio (ya que por ahora sólo interesa obtener el recurso solar del lugar y no necesariamente evaluar todo el proyecto), ir a la solapa superior "Ubicación" y hacer clic en "Seleccionar ubicación de datos meteorológicos":

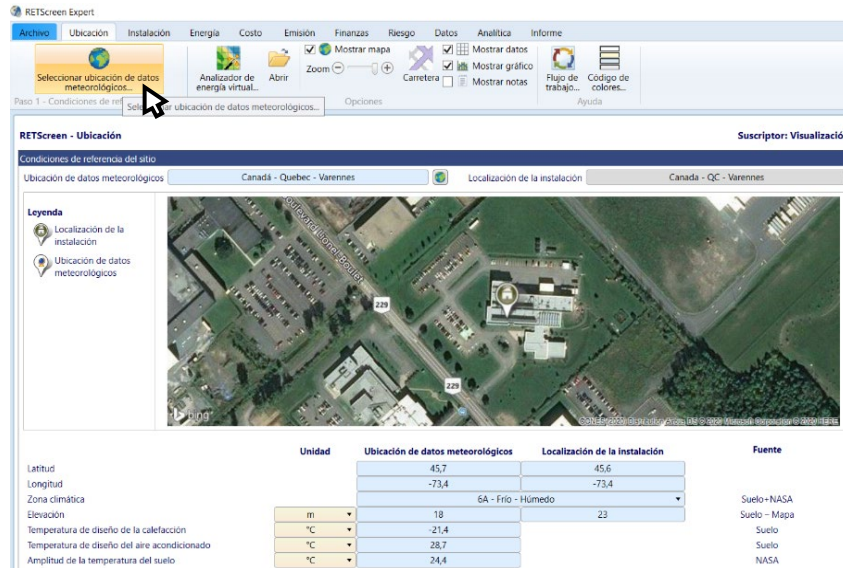


Imagen 5.4.3B "Ubicación de datos meteorológicos" Fuente: (RETScreen, 2021)

Luego se desplegará una ventana con un mapa donde se deberá seleccionar dando doble clic en el lugar de interés (vemos que en el cuadro "condiciones de referencia del sitio" se muestran valores de latitud y longitud, el proveedor de los datos que en este caso es "NASA y "Suelo" y la ubicación más cercana de esos datos) y posteriormente presionar el botón de aceptar que se señala a continuación:



Imagen 5.4.3C "Referencia del sitio" Fuente: (RETScreen, 2021)

Una vez que se acepte, se cargarán los datos en el programa mostrándose lo siguiente:



Imagen 5.4.3C "Datos obtenidos de Irradiación Solar" Fuente: (RETScreen, 2021)

5.4.4 Visor SIG

El visor SIG (visor del Sistema de Información Geográfica) permite obtener diversos parámetros geográficos, entre ellos, los relacionados con el recurso solar. Los rangos de valores de dicho recurso, se obtienen de mediciones satelitales y se expresan en mapas mediante colores según la irradiación del lugar.

Para obtener los datos de recurso solar de un determinado lugar se deben seguir los pasos que se expresan a continuación:

1. En cualquier buscador web escribimos "Visor SIG" o accedemos más precisamente desde el link: <https://sig.se.gov.ar/visor/visorsig.php> (Secretaría de Energía de la Nación, 2022)
2. Al ingresar se mostrará una interface como la siguiente:

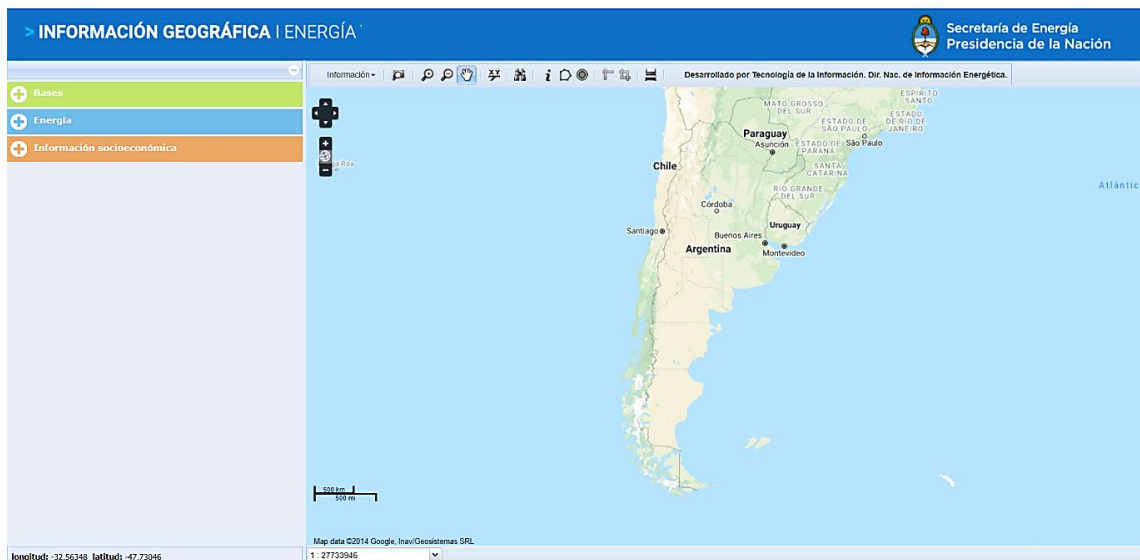


Imagen 5.4.4A "Presentación Visor SIG" Fuente: (Secretaría de Energía de la Nación, 2022)

3. En el panel izquierdo seleccionamos "Energía" para desplegar el menú y luego hacemos clic en "Renovables":

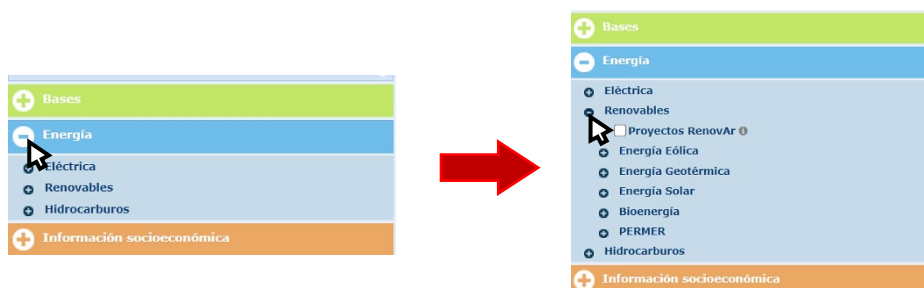


Imagen 5.4.4B "Selección fuentes renovables" Fuente: (Secretaría de Energía de la Nación, 2022)

4. Observamos que existen varios parámetros dentro de la opción “Renovables”, pero por ahora sólo interesa conocer el recurso solar, por lo tanto, ahora seleccionamos “Energía Solar”, luego “Irradiación” y posteriormente “Irradiación Global Horizontal”:

**Nota:* Cabe aclarar que el término “horizontal” en este caso se refiere a superficies sin inclinación, es decir a 0°, y no a la forma de instalación de la superficie colectora (véase título 17).



Imagen 5.4.4C “Selección de parámetros de irradiación global horizontal” Fuente: (Secretaría de Energía de la Nación, 2022)

5. Vemos que tenemos dos fuentes de datos, cada una provee cierta información: IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) muestra los valores de Irradiación global promedio anuales solamente mientras que NREL (National Renewable Energy Laboratory's) muestra los valores de Irradiación promedio mensual global para los diferentes meses del año y el promedio anual.



Imagen 5.4.4D “Selección de fuentes de información” Fuente: (Secretaría de Energía de la Nación, 2022)

6. Por último, se debe buscar en el mapa el lugar del cual se desea conocer los valores y seleccionar el ítem específico del cual se desea obtener el valor, por ejemplo: "Irradiación GH prom. anual". Se observa que se despliega en el mismo menú izquierdo una tabla de referencias de colores, los cuales indican un rango de valores de irradiación global que se corresponderá con los colores que se muestran en el mapa:

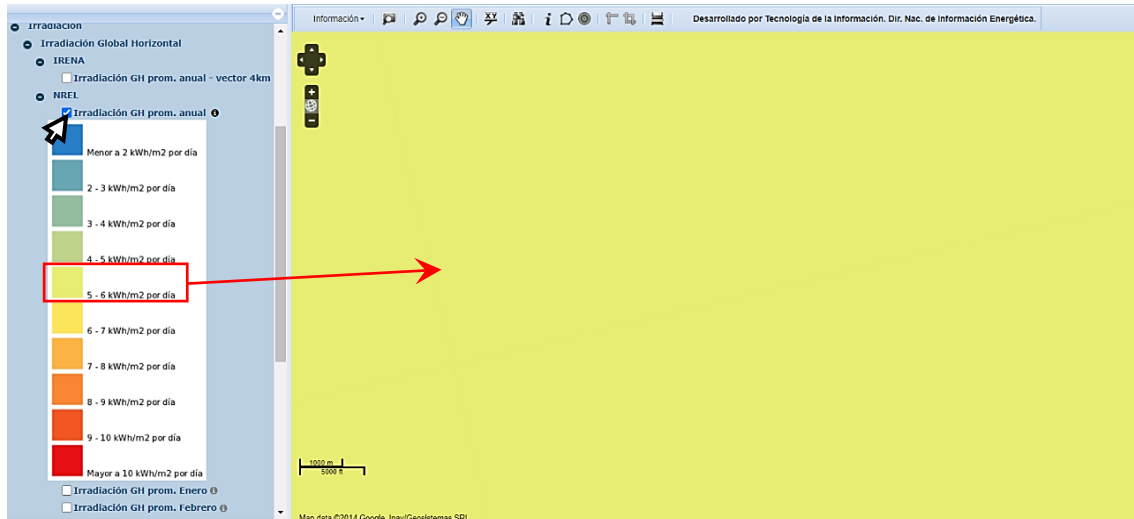


Imagen 5.4.4E "Obtención por colores de irradiación solar horizontal" Fuente: (Secretaría de Energía de la Nación, 2022)

Se puede ver que el mapa para este caso se tiñó de un color que se corresponde con las referencias a valores de irradiación promedio global de 5-6 kWh/m²día, por lo tanto, entre esos valores estaría la Irradiación global promedio anual (según lo que se seleccionó) para superficies sin inclinación en ese lugar. Es recomendable utilizar el valor central del rango, en este caso 5,5 kWh/m²día y confeccionar una tabla donde se puedan ordenar los datos seleccionando de a un ítem por vez y desmarcando todos los otros.

5.5 Hora Solar Pico

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m² o 1 kW/m².

La superficie terrestre, se observa que los niveles varían a lo largo del día. Gráficamente, la hora pico solar se interpreta como una función de valor constante que delimita la misma área que la distribución antes mencionada.

Así, la hora solar pico nos indica el número equivalente de horas en las que se recibe una irradiación solar de 1000 W/m².

En el caso de aplicar valores de HSP a un panel fotovoltaico y si se cumplieran el resto de condiciones estándar, sería el número de horas al día en las que dicho panel

proporcionaría su potencia pico. Multiplicando HSP por potencia pico, obtendríamos la energía que proporciona un panel fotovoltaico (sin considerar las pérdidas).

Si se grafican los valores de irradiancia para un periodo determinado por ejemplo un día, estos compondrán una curva cuya área debajo de la misma será la irradiación. Se pueden observar al graficarla, las variaciones que sufre dicha curva en diferentes momentos de ese lapso. Las HSP ayudan en el cálculo de potencia entregada por paneles fotovoltaicos ya que traducen estos valores variables a un valor constante (1000 W/m²día) y se pueden aplicar los datos ofrecidos por el fabricante de los módulos.

A continuación se muestran ejemplos de curvas de irradiación y su correspondencia con Horas Solares Pico:

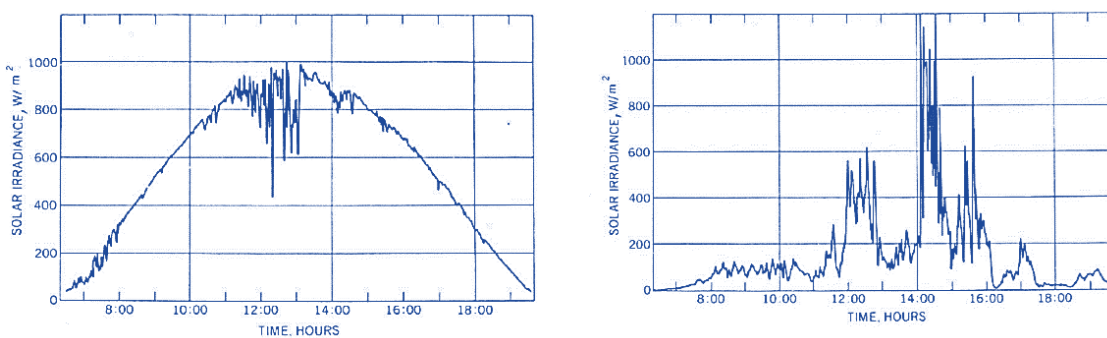


Imagen 5.5A "Variación de la Irradiancia para diferentes condiciones climáticas" Fuente: (Colectando Sol, 2019)

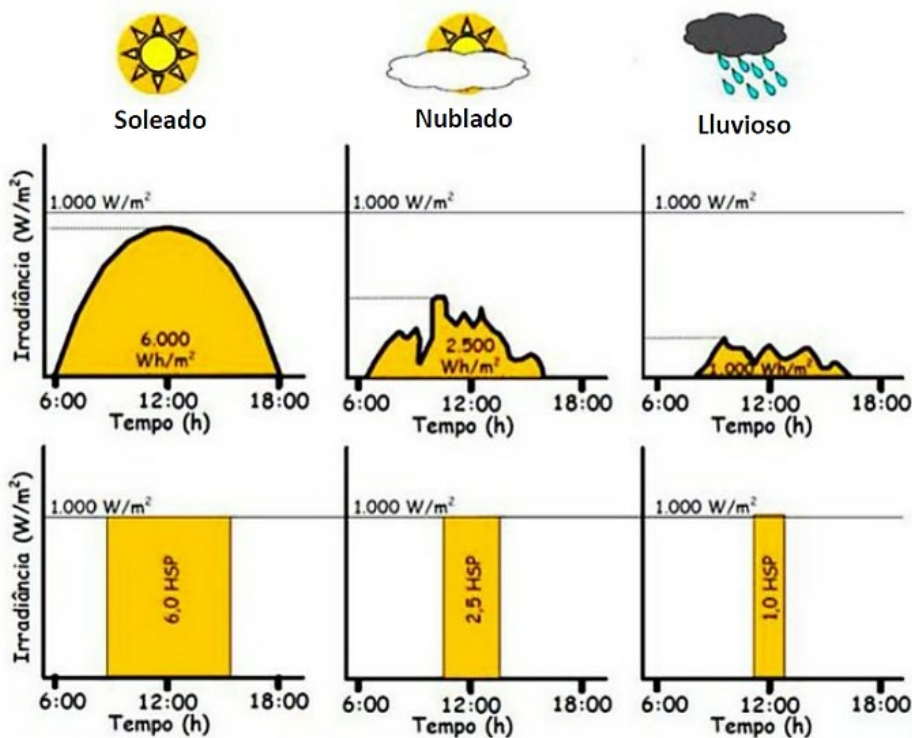


Imagen 5.5B "Variación de la Irradiancia para diferentes condiciones climáticas- relación HSP" Fuente: (Colectando Sol, 2019)

5.6 Tipos de sistemas Fotovoltaicos

5.6.1 Sistemas OFF- GRID

Son los sistemas de instalaciones solares que están completamente desconectados de la red eléctrica.

Estos sistemas son completamente independientes y suelen ser usados en zonas aisladas sin acceso a la red o en los casos donde se desea una completa independencia de la misma.

Al estar completamente aislados requieren acumular la energía para que pueda ser utilizada en los momentos en los que no hay sol, como los horarios nocturnos o casos de días nublados, por lo tanto deben utilizarse baterías para tal fin.

Se compone de paneles solares, controladores/cargadores, inversores y baterías con la capacidad suficiente para cubrir un tiempo calculado de consumos.

Ventaja:

Provee independencia energética, energía limpia y de largo plazo

Desventaja

El costo es más alto por la integración de baterías.

Diagrama General:

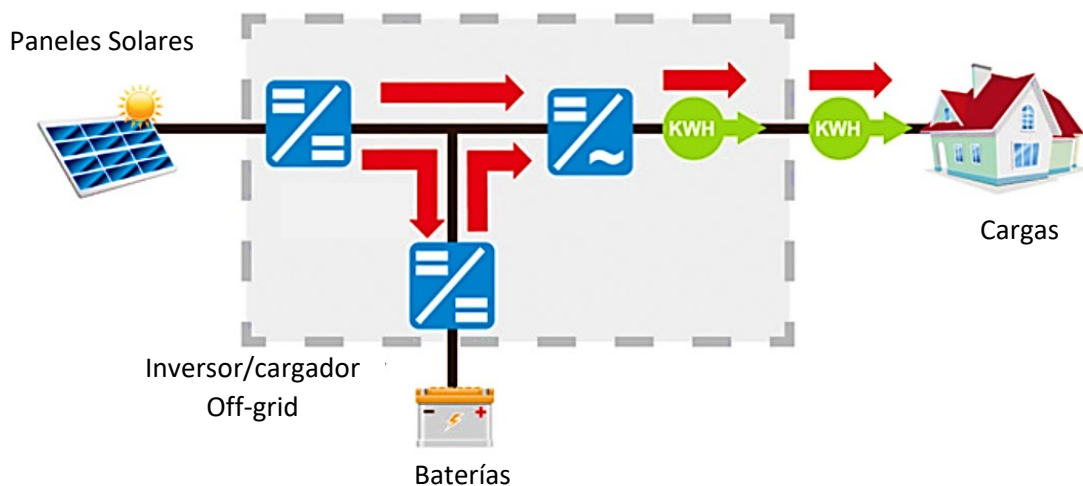


Imagen 5.6.1A: "Diagrama general sistema Off-Grid" Fuente: (Energías Inteligentes, 2022)

5.6.2 Sistemas ON-GRID

Este tipo de sistemas utilizan paneles solares e inversores se conectan a la red eléctrica existente aportando su producción parcial o totalmente, logrando así un ahorro sustancial en el costo de la instalación (ya que estos sistemas no tienen necesidad de baterías, ya que se utiliza la red en los momentos donde los paneles no producen energía) y en los casos donde la producción eléctrica excede lo consumido lo entregan a la red para ser vendida.

Ventaja:

El costo del sistema y su instalación es mucho más económico que en el caso de los sistemas off-grid al no tener baterías que agregar. También permiten que el sistema se haga en etapas, al tener la red como proveedor adicional.

Desventaja:

Estos sistemas no funcionan ante un corte de energía, ya que por su naturaleza aportan electricidad en sincronía con la red eléctrica existente. Si detecta un corte de electricidad, por seguridad, el sistema deja de aportar.

Diagrama General

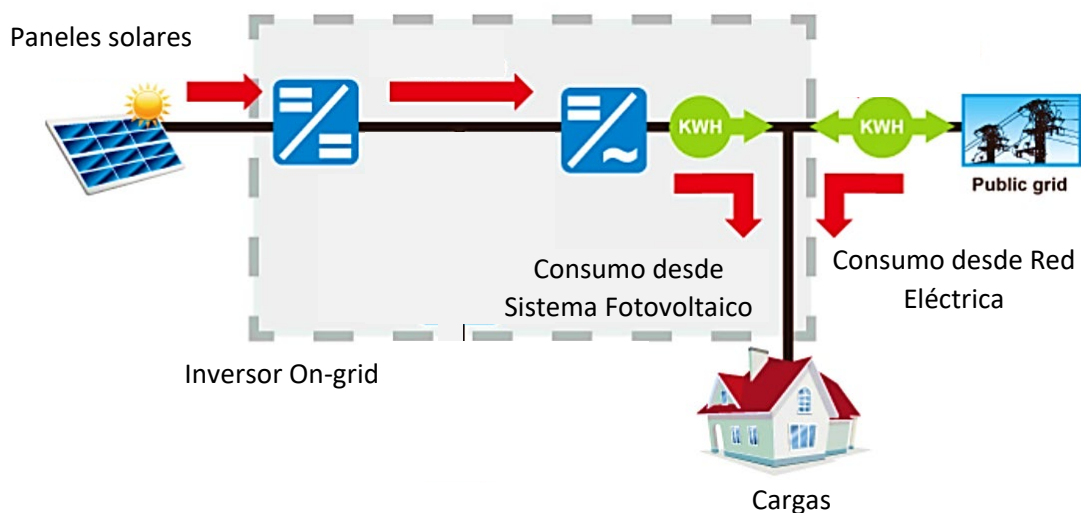


Imagen 5.6.2A: "Diagrama general sistema On-Grid" Fuente: (Energías Inteligentes, 2022)

5.6.3 Sistemas ON-GRID con acumulación

Estos sistemas conjugan lo mejor de los dos sistemas anteriores, incorporando baterías y pudiendo funcionar como off-grid, pero aprovechando la red eléctrica en

el caso que las baterías o los paneles no sean suficientes. Además, ante un excedente en la producción eléctrica de los paneles pueden volcarlo a la red eléctrica existente para ser utilizado por otros usuarios.

Ventaja:

Las instalaciones pueden ser más pequeñas que en el caso de la configuración Off-grid, ya que tienen la red a modo de adicional ante la posibilidad que los paneles o las baterías no sean suficientes.

Desventajas

Los inversores utilizados tienen un costo más elevado que los inversores on-grid y off-grid.

Diagrama General

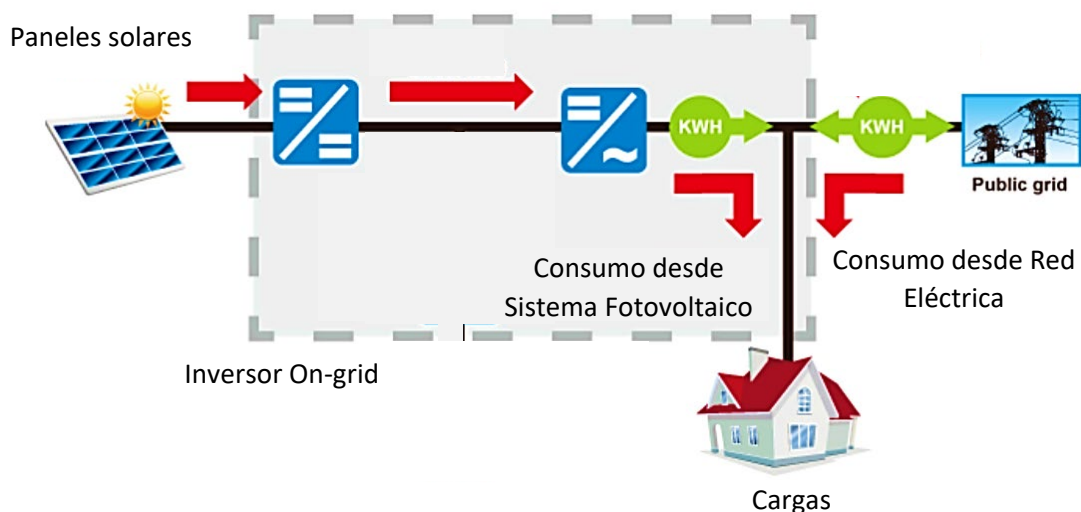


Imagen 5.6.3A: "Diagrama general sistema On-Grid con acumulación" Fuente: (Energías Inteligentes, 2022)

5.7 Baterías: Tipos

5.7.1 Capacidad de las baterías: concepto de Amper-hora [Ah]

Un amperio hora es una unidad de carga eléctrica y se abrevia como [Ah] y representa la cantidad de electricidad, que en una hora, atraviesa un conductor por el que circula una corriente continua de 1 A (1 Ah = 3600 culombios). Se emplea para evaluar la capacidad de una batería, o de cualquier otro dispositivo capaz de almacenar energía eléctrica, es decir, la cantidad de electricidad que puede almacenar durante la carga y devolver durante la descarga.

Si una batería tiene, por ejemplo, una capacidad de 100 Ah, significa que teóricamente puede dar una corriente de 10 A durante 10 h, o de 1 A durante 100 h, etc. Esto en la práctica no es así, ya que entre otras cuestiones cuanto más rápido se descarga una batería, más energía se pierde por la resistencia interna. Por ello la capacidad de carga se suele dar referida a un tiempo estándar de descarga (10 o 20 horas), y para un voltaje final determinado. (Wikipedia, 2022).

5.7.2 Profundidad de descarga

La profundidad de descarga DoD es un método alternativo para indicar el estado de carga (o cuan descargada se encuentra) una batería. El DoD es el complemento del SoC (nivel de carga de una batería). Mientras que las unidades de SoC son puntos porcentuales que van del 0%=Vacía al 100%=Llena, el DoD puede usar unidades de Ah por ejemplo: DoD=0Ah significa batería llena y DoD=200Ah significa que la batería se descargó completamente (suponiendo una batería de capacidad nominal 100Ah).

Como una batería en realidad puede tener una capacidad más elevada que su capacidad nominal (debido a que se descarga en un tiempo más prolongado y a una corriente más baja que la utilizada para definir su capacidad nominal), es posible que el valor de DoD exceda el valor total (ejemplo: 220Ah o 110%).

En todos los tipos de baterías debe tenerse muy en cuenta el valor de DoD que se asigna para un proyecto determinado ya que cuanto más profundamente se descargue la batería (es decir cuanto más se acerque al DoD=100%, menos ciclos de carga y descarga podrá soportar la batería, vale decir, se disminuye la vida útil de la misma. Si bien la degradación de las baterías depende de varios factores, como el tipo de batería, temperatura a la que se carga y descarga, etcétera, sin dudas uno de los más importantes es el DoD, que dependiendo el tipo de batería se recomienda no se superen los siguientes valores DoD_{máx}= 50% baterías AGM, Pb-C, Pb-acido y DoD_{máx}=90% baterías de Litio.

Si el DoD se representa porcentualmente, el Dod se define matemáticamente como:

$$Dod\% = \frac{\text{Corriente de descarga de la batería [A]} \times \text{tiempo de descarga [h]}}{\text{Capacidad nominal de la batería [Ah]} \times 100}$$

Para una determinada necesidad de acumulación, el proyectista debe establecer una relación de compromiso entre el porcentaje de descarga de las baterías y las cantidades de ellas, ya que si se elige un DoD "bajo", necesariamente se deberán utilizar un mayor número de baterías al encontrarse limitada la energía que se dispondrá de cada una de ellas por el bajo DoD. Por el contrario, exigir demasiado a las baterías (DoD elevado) repercute directamente en la vida útil de las mismas, haciendo que deban reemplazarse con frecuencia, dificultando el repago del proyecto, requiriendo mantenimiento de la instalación, etc.

6. Presentación del Proyecto

El presente trabajo muestra un estudio de factibilidad técnico-económico de una instalación fotovoltaica urbana en sus distintas posibilidades de configuración (On-Grid con acumulación u On-Grid simple) que abastecerá eléctricamente el nuevo sistema de luminarias LED de un tramo de la ciclovia y avenida lindera.

Se estudia en principio la configuración "On-grid con respaldo", es decir un sistema fotovoltaico que almacena energía mediante baterías y luego un sistema "On-grid" buscando lograr el máximo ahorro en concepto de costo de energía (en principio sin ganancia neta), mientras se aprovecha la sombra proyectada del conjunto de paneles para evitar el sobrecalentamiento por asoleamiento de tal tramo de la ciclovia.

El tramo considerado para iluminar tiene una longitud de 710 m y está ubicado geográficamente en Ruta Nacional 75, actualmente llamada Av. Mártires de la Dictadura, desde Av. Ortiz de Ocampo (rotonda "Monumento al Chacho Peñaloza") hasta calle Apóstol Santiago El Menor. Se ha elegido particularmente este lugar ya que:

- La zona posee un gran caudal de tránsito local que aumenta año tras año (debido a que la ciudad se está expandiendo hacia el suroeste), favoreciendo la promoción de este tipo de energía.
- Cercano al mismo se encuentra la "Nueva Terminal de Ómnibus de La Rioja", por lo que viajantes provenientes de muchos destinos podrán visualizar la obra, lo que también favorece la promoción.
- La orientación en extensión es altamente favorable al proyecto: la ciclovia en esa zona se extiende de Este a Oeste, lo que permite ubicar un gran número de paneles sin que interfieran sus propias sombras y que la sombra proyectada impacte en la ciclovia.

Cabe responder los siguientes interrogantes a modo de aclaración del proyecto:

- ¿Por qué se considera un tramo de la ciclovia y no el total?

Los sistemas de energía fotovoltaica son muy iterativos, es decir, se pueden adaptar fácilmente a diferentes situaciones tanto de espacio disponible como demandas a cubrir, por lo tanto, si se calcula sólo un tramo (como en este proyecto), eventualmente y en otra etapa, se podrán proyectar instalaciones casi idénticas para los tramos restantes sin demasiadas complicaciones. Esto es así ya que particularmente la ciclovia considerada mantiene aproximadamente la misma orientación: se extiende de Este a Oeste, lo que favorece la réplica del presente proyecto en gran parte de su extensión.

- ¿Es necesario el cambio de luminarias actuales por las LED?

Cada vez es más común ver elementos con tecnología LED en la iluminación de los núcleos urbanos. Hace no demasiado tiempo, la principal tecnología para este fin era la que utilizaban las lámparas de descarga.

Estas luminarias ofrecían una cantidad de luz importante, pero si se realiza un estudio de la visión escotópica (la que se produce en condiciones de muy baja iluminación) su rendimiento se ve seriamente afectado.

Al comparar este tipo de luz con la que se consigue con las nuevas lámparas LED, estas últimas se perciben como más brillantes y, por tanto, seguras. Algunos estudios muestran cómo se mejora en un 100% la visión periférica mientras se conduce, mejorando los tiempos de reacción del conductor hasta en un 25% (International Commission on Illumination, 2021).

Por lo tanto, si bien la capacidad de generación proyectada en el presente trabajo puede alcanzar y exceder la energía necesaria para alimentar las luminarias actuales, por lo mencionado con anterioridad, sumado al ahorro energético que producen las lámparas LED y siempre teniendo presente el objetivo del uso eficiente de energías, se optó por realizar también el cálculo lumínico para el reemplazo de las luminarias actuales por las de tecnología LED. Además, cuando se realiza el estudio del sistema on-grid con acumulación, debe estudiarse la demanda de energía para calcular la capacidad del banco de baterías, entonces, para el presente trabajo, la demanda energética estará definida por el conjunto de luminarias en cuestión.

7. Objetivos generales

- Promover la tecnología fotovoltaica: el hecho de tener un sistema en funcionamiento tan cercano y a la vista de todos, fomenta enormemente la curiosidad por esta tecnología, incentivando a su vez, su aplicación en otros espacios.
- Evitar la radiación solar directa en un 50% (mínimo) de la superficie de la ciclovia en el tramo considerado para el módulo fotovoltaico: gracias a la disposición de paneles fotovoltaicos eficientemente ubicados en una estructura elevada, se logrará que los mismos proyecten su sombra durante los meses en donde la intensidad de los rayos solares es mayor, es decir, primavera y verano.
- Mejorar el sistema de iluminación del lugar seleccionado, tanto de la calzada como de la ciclovia: esto provoca mayor seguridad en la circulación de vehículos en la calzada y de bicicletas y peatones en la ciclovia. También colabora favorablemente al embellecimiento del lugar.
- Disminuir gastos en facturación de energía del sistema de iluminación pública mejorando su eficiencia usando luminarias LED de menor consumo por lumen y aprovechando energía solar fotovoltaica: toda mejora en la eficiencia de los sistemas públicos repercute favorablemente en la economía local.
- Favorecer el cuidado del medio ambiente mediante la utilización de energía renovable: la utilización de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica como la solar fotovoltaica, puede leerse también como el no uso de fuentes mucho más contaminantes y no renovables como la térmica, nuclear, etc.

8. Objetivos específicos

Referidos a:

- La Iluminación:
 - Seleccionar la luminaria LED que permita cumplir las especificaciones técnicas expuestas en el “Pliego de Especificaciones Técnicas Particulares para Iluminación” de Vialidad en cuanto a la vida útil, rendimiento, etcétera, se refiere.
 - Realizar el cálculo luminotécnico para las luminarias led elegidas, de tal manera que se demuestre que las mismas cumplen con los niveles de iluminación expresadas por la norma IRAM 2022-2 de iluminación.
 - Para reducir aún más el consumo eléctrico de las luminarias, analizar los porcentajes de potencia requeridos por la misma en modo “dimerización”, de tal manera que emita un flujo luminoso que permita cumplir los niveles de iluminación requeridos para caudales vehiculares menores, los que se dan en horas de la madrugada.

- La instalación fotovoltaica:
 - Calcular los niveles de radiación promedio para la zona en cuestión, analizando diferentes fuentes de información disponibles a la vez se explica el procedimiento para su obtención.
 - Analizar la factibilidad técnico-económica de la aplicación de un sistema con respaldo de baterías para este tipo de aplicación en particular (iluminación pública).
 - En caso de no cumplirse lo anterior, calcular el tamaño del sistema on-grid que permita obtener el máximo ahorro económico referido a la compra de energía, es decir, lograr que el monto total anual en pesos en concepto de compra de energía eléctrica a la red sea igual al monto total anual en pesos en concepto de venta de energía a la red.

- Al techo fotovoltaico:
 - Obtener las medidas de la estructura soporte de la instalación fotovoltaica de tal manera que la misma proyecte sombra sobre la ciclovia en un porcentaje no menor al 50% de la superficie de la misma, en la condición más desfavorable del año y en los horarios en que se debe evitar la radiación solar directa, especificados por la Organización Mundial de la Salud.

9. Alcances

El presente proyecto tiene los siguientes alcances principales:

- Cálculo luminotécnico mediante software para la selección de luminarias led de la calzada y sus porcentajes de dimerización.
- Cálculo y selección de elementos que compondrán la instalación fotovoltaica: tipo y cantidad de paneles, elementos para el montaje de los mismos, inversores, conductores, etcétera.
- Análisis básico sobre la factibilidad técnico-económica de que esta instalación fotovoltaica cuente con respaldo de baterías (sistema On-grid con acumulación).
- Análisis básico sobre la factibilidad técnico-económica de la aplicación de un sistema on-grid simple en caso de que no sea factible la aplicación del sistema con baterías.
- Cálculo de las dimensiones generales de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos para cumplir los requisitos de sombreado mencionados de la ciclovia.
- Cálculo de energía consumida por las luminarias y la vendida a la red generada por la instalación.
- Cálculo y selección de elementos de protección de la instalación.
- Planificación básica de la obra.
- Valoración económica simple de la obra.
- Estudio del repago simple de la obra.
- Estudio de Impacto Ambiental.

10. Cálculo de Iluminación

En un principio, para el cálculo de la iluminación de calzadas, se requería usar un método básico de aproximación conocido como “método de los lúmenes o coeficientes de utilización” el cual permitía conocer sencillamente la distancia entre luminarias. Posteriormente, con el objetivo de obtener los demás parámetros de iluminación (además de la iluminación media, los factores de uniformidad) exigidos por las normas se recurre al “método de los nueve puntos” que es un método gráfico-numérico.

Si bien estos métodos simples otorgan un resultado válido para aplicaciones reales, implícitos en ellos se encuentran errores como consecuencia de que:

- En primer lugar, se toman mediciones de la luminaria en laboratorios; esto si bien no es estrictamente concerniente a este método de cálculo, igualmente se encuentra y se debe considerar (primer error: en la medición del flujo luminoso).
- Luego con las mediciones de iluminancia obtenidas se construyen los gráficos de los coeficientes de utilización, curvas isolux, etcétera, que son representaciones discretas de valores de iluminancia que en la realidad son continuas, es decir, no se representan los valores intermedios entre dos curvas (segundo error: en la confección de curvas).
- Los métodos mencionados obligan al proyectista a escoger según su criterio entre dos o más valores posibles de las curvas (tercer error: elegir entre valores validos cercanos).
- Particularmente el método de los nueve puntos, es un método gráfico-numérico simplificado donde se toman nueve valores representativos de toda la distribución luminosa, igualmente distribuidos en un plano a escala de la calzada mientras se superponen las curvas isolux y se eligen los valores de las mismas coincidentes con tales puntos. Por lo cual, tanto tomar sólo algunos puntos representativos como la aplicación de métodos gráficos generan nuevos errores (cuarto error: toma limitada de valores representativos sumado a la aplicación del método gráfico).

Como se dijo, a pesar del arrastre de errores, el método es *totalmente válido* y de hecho se ha usado en el mundo para cálculos luminotécnicos, no obstante, y gracias al avance de la tecnología, existen métodos de cálculos mediante software que permiten no sólo el ahorro de tiempo que demanda el cálculo, sino también eliminan un gran porcentaje de los errores mencionados ya que:

- No es necesario la confección de las curvas: los valores de medición de la luminaria en cuanto a distribución de flujo luminoso se refiere, se guardan directamente en un formato de archivo “.IES” usado internacionalmente, esto hace que cualquier software de iluminación pueda procesarlos y entregar resultados de alta precisión.
- Cualquier software moderno para el cálculo de iluminación toma una matriz de nodos o puntos que excede ampliamente los nueve mencionados para el cálculo gráfico (puede tomar cientos de puntos).

- La potencia de los softwares de este tipo, permite procesar dicha matriz de puntos con enorme rapidez, lo que permite cambiar las condiciones de cálculo (como distancia entre luminarias, ángulos de inclinación y alturas de las mismas, etcétera) lo que colabora enormemente en la búsqueda de la condición óptima y económica de proyectos (con los métodos manuales de cálculo, si se modifica una condición se debe recalcular todo nuevamente).
- Por último y no menos importante, actualmente los fabricantes de las luminarias difícilmente generen los gráficos de coeficiente de utilización, curvas isolux, etcétera para proveérselos al cliente para que realice el cálculo de luminarias, sólo tienden a tener disponible el archivo ".IES" para el cálculo mediante software. Cabe mencionar que para la aprobación de proyectos de este tipo por parte de organismos nacionales o provinciales (como Vialidad) se exige que entre los documentos se encuentren tales curvas, pero las mismas son confeccionadas para cumplir con los requerimientos de aprobación y no por el cálculo luminotécnico en sí.

Por todo lo dicho, para el cálculo luminotécnico del presente proyecto se utilizó el Software "DIALUX EVO", ya que es un conocido y potente programa de cálculo y simulación de iluminación, que permite realizar un proyecto integral de alumbrado teniendo en cuenta los estándares nacionales e internacionales. Además, es uno de los softwares recomendados por el fabricante de la luminaria elegida para el cálculo luminotécnico.

10.1 Normativas vigentes: Niveles de iluminación

Las normativas usadas de referencia en cuanto a nivel de iluminación necesaria en la calzada y su categorización como así también para la iluminación de la ciclovia son las normas Nacionales: AADL J 2022-1. Alumbrado público - Luminarias - clasificación fotométrica (IRAM, 2022), AADL J 2022-2. Alumbrado público - Vías de tránsito - Clasificación y niveles de iluminación (IRAM, 2022) 0 AADL J 2022-3. Alumbrado público - Métodos de diseño para el alumbrado público, (IRAM, 2022) y también en pliegos de especificaciones técnicas generales de Vialidad.

Además se tuvo en cuenta guías técnicas internacionales que fueron útiles en la interpretación de ciertos conceptos ya que cuentan con mayor nivel de detalle y fundamentación, tales como Instrucción Técnica Complementaria EA - 02 (Comité Europeo de Normalización, 2022), Guía Técnica de Eficiencia Energética en Iluminación Y Alumbrado Público (Comisión Internacional de Iluminación, 2021) basado en las recomendaciones y normas de la Comisión Internacional de Iluminación (CIE), Comisión Europea de Normalización (CEN) y Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

10.1.1 Niveles de Iluminación

Para conocer el nivel de iluminación necesario, en principio se debe categorizar la calzada en función de lo que expresa la norma IRAM 2022-2. La tabla N°1 de dicha norma muestra las diferentes categorías con sus respectivas características:

Tabla 1 Clasificación de calzadas

CLASE	CARACTER DEL TRANSITO	DESCRIPCIÓN	EJEMPLOS
A*	Muy rápido $V > 100$ km/h	Calzadas de manos separadas, dos o más carriles por mano, libre de cruces a nivel, control de acceso y salidas.	AUTOPISTA
B*	Rápido $V \leq 100$ km/h	Calzadas para tránsito rápido, importante, sin separadores de tránsito.	TRAMOS DE RUTAS NACIONALES, PROVINCIALES
C**	Semi-rápido $V \leq 60$ km/h	Calzadas de una o dos direcciones de desplazamiento, con carriles de estacionamiento o sin ellos; con intensa presencia de peatones y obstáculos.	AVENIDAS PRINCIPALES VIAS DE ENLACE ENTRE SECTORES IMPORTANTES
D**	Lento $V \leq 40$ km/h	Calzadas con desplazamiento lento y trabajo; con carriles de estacionamiento o sin ellos; con intensa presencia de peatones y obstáculos.	ARTERIAS COMERCIALES, CENTROS DE COMPRA
E**	Moderado $V \leq 50$ km/h	Acumulan y conducen el tránsito desde un barrio hacia vías de tránsito de orden superior, (clases A,B,C,D)	AVENIDAS SECUNDARIAS CALLES COLECTORAS DE TRANSITO
F**	Lento $V \leq 40$ km/h	Calles residenciales de una o dos manos; con tránsito exclusivamente local. Presencia de peatones y obstáculos.	CALLES RESIDENCIALES

* Sin presencia de peatones.

** Con presencia de peatones.

Además de lo mencionado en la tabla, la categorización de la calzada también responde al nivel de tránsito vehicular que circule por la misma, esto es importante ya que en este caso en particular, la disminución del caudal vehicular en horas de la madrugada permite recategorizar a la calzada para tales horarios, logrando así que sea posible disminuir el nivel de iluminación requerido, por lo tanto se puede reducir la potencia de la luminaria y en consecuencia, su consumo eléctrico.

Luego, una vez determinada la categoría que le corresponde a la calzada, el nivel de iluminación es el indicado en las tablas N° 2 y tabla N°3 de la misma norma:

Tabla N°2 – Características del alumbrado por el método de luminancias

Clase	Valores mínimos admitidos			TI (%)	G
	Luminancias promedio	Uniformidades			
	Nivel Inicial L _{med} (cd/m ²)	U _o 1) L _{min} /L _{med}	U _l L _{c min} /L _{c max}		
A	2.7	0.4	0.7	≤10	≥6
B1	2	0.4	0.6	≤20	≥5
B2	1.3	0.4	0.6	≤15	≥6
C*	2.7	0.4	0.6	≤15	≥6

1) En el caso de calzadas de cinco carriles en un mismo sentido de circulación, se
 B1 Ruta de clase B con entornos iluminados
 B2 ruta de clase B con entornos no iluminados
 U_l corresponde a los valores de uniformidad longitudinal de cada carril.
 U_o corresponde a los valores de uniformidad general.
 TI Incremento del umbral de percepción.
 * En el caso de utilizar el método de luminancias para clase C.

Tabla N° 3 – Características del alumbrado por el método de iluminancias

Clase	Valores mínimos admitidos			Grado mínimo de apantallamiento
	Nivel inicial promedio E _{med} (LX)	Uniformidad		
		G ₁ E _{min} / E _{med}	G ₂ E _{min} / E _{max}	
C	40	1/2	1/4	APANTALLADO
D	27	1/3	1/6	SEMIAPANTALLADO
E	16	1/4	1/8	SEMIAPANTALLADO
F	10	1/4	1/8	NÓ APANTALLADO

10.2 Elección de luminaria LED vial

Existe una gran cantidad de modelos de luminarias led para alumbrado público, lo que permite elegir el que sea más conveniente para cada proyecto según las especificaciones de los pliegos. En este caso en particular, se eligió la luminaria ya que cumple con todas las certificaciones nacionales y reglamentaciones de los pliegos de Vialidad, pero además, tiene algunas características que sobresalen respecto de otras como son:

- Mayor rendimiento lumínico (130lm/W) a un precio similar a las de menor rendimiento y con una vida útil mayor (50.000 horas).
- Es de fabricación Nacional: esto permite obtener servicio técnico rápido y con mayor facilidad que aquellas importadas y además de que se consigue apoyar a la Industria Argentina.
- Debido a lo mencionado en el punto anterior, el fabricante garantiza que al final de la vida útil de la luminaria, a esta se le pueden cambiar todos los componentes internos conservando la carcasa, la cual es el elemento que representa el 70% del costo total de la luminaria, dicho de otro modo, se puede volver a tener el mismo flujo lumínico inicial invirtiendo solamente el 30% del costo de adquisición de la luminaria, los que significa un ahorro muy grande para el proyecto. Cabe aclarar

que esto es posible sólo si la carcasa en cuestión cumple con los ensayos de estrés térmico, vibraciones e impacto.

- Buscando lograr un mayor ahorro energético que el que se consigue con sólo reemplazar las luminarias tradicionales por las de tipo LED, algo que se destaca de este modelo, es que su Driver es programable (de fábrica o mediante un software disponible en la página oficial de la marca), esto quiere decir que admite dimerización, por lo cual se puede disminuir la potencia desde un 100% (valor nominal) a un valor mínimo del 30% y hasta en cinco escalones de potencia con sus respectivos intervalos. Esto es muy valioso para este proyecto en el que el consumo de energía afecta directamente el tamaño y costo de la instalación, además que no tiene sentido mantener una luminaria al 100% de su potencia si el caudal vehicular disminuye (como se mencionó, el nivel de iluminación también está en función del caudal vehicular, pudiéndose disminuir la iluminación si el caudal vehicular disminuye).

10.2.1 Luminaria Led Vial: Especificaciones

Tal como se menciona anteriormente, se escoge para la nueva iluminación lámparas viales tipo Led y en este caso en particular, el modelo BOX 200. A continuación se presentan sus características técnicas:

Tabla 10.2.1A: "Hoja de datos luminaria BOX200" Fuente: Empresa Ingemar

Marca	INGEMAR		
Denominación Comercial	BOX		
Descripción	Luminaria LED para alumbrado público		
Modelo	BOX 100	BOX 200	BOX 300
Potencia consumida total máxima	100 Watt	200 Watt	300 Watt
Tensión de entrada	100-240 VCA		
Corriente de entrada máxima	1,0 A	2,0 A	3,0 A
Equipo Auxiliar / Fuente de Alimentación	SI		
Rango de frecuencia	50/60 Hz		
Factor de potencia	>0,95		
Montaje	Horizontal/Vertical Ángulo Regulable 180°		
Altura máxima de instalación	15 metros		
Máxima superficie proyectada a viento (m ²)	≈0,10	≈0,15	≈0,20
Torque de ajuste para fijación de luminaria	2,5 N·m		
Número de LEDs totales	108	216	324
Encapsulado de Chip LED	SMD		
Eficiencia luminica LED	169 lm/w ±7%		
Eficiencia luminica luminaria completa	140 lm/w ±7%		
Lúmenes totales LED	>16900 lm	>33800 lm	>50700 lm
Lúmenes totales luminaria completa	>14000 lm	>28000 lm	>42000 lm
Temperatura de Color	4000K. Otros colores a pedido		
Índice de Reproducción Cromática (CRI)	> 70		
Vida útil estimada	50.000 hs		
Grado de protección luminaria	IP66		
Peso neto (kg)	5,00	6,00	7,00
Peso bruto (kg)	5,70	6,70	7,80
Dimensiones totales (Alto x Ancho x Largo)	84*310*310 (mm)	84*310*438 (mm)	84*320*586 (mm)
Dimensiones bulto (Alto x Ancho x Largo)	160*360*360 (mm)	160*390*475 (mm)	168*398*632 (mm)

10.2.2 Cálculo luminotécnico

Para el cálculo luminotécnico se usó el software Dialux Evo (recomendado por el fabricante de la luminaria) y se procedió siguiendo las normativas vigentes en cuanto a niveles de iluminación se refiere.

En primer lugar se realizó el cálculo para verificar si la luminaria seleccionada a priori puede emitir un flujo luminoso que permita cumplir las normas de iluminación cuando la misma funcione al 100% de su potencia y para el tipo de vía que requiere el mayor nivel de iluminación, es decir, el tipo de vía que se corresponde con el mayor caudal vehicular. Luego se procedió al cálculo luminotécnico para determinar a qué porcentaje de la potencia nominal de la luminaria se debe reducir para cumplir con la otra categorización de la vía (para los horarios de menor caudal vehicular) ya que configurar la luminaria a una menor potencia trae aparejado obviamente una disminución del flujo luminoso; claro está que cuando las luminarias estén "dimerizadas" también deben emitir un flujo luminoso que permita cumplir con los niveles de iluminación correspondientes a la nueva categorización de la vía.

También se verificó que la nueva luminaria instalada en el cantero central, tiene una configuración de flujo luminoso tal que permite cumplir con los requerimientos lumínicos de la ciclovia, es decir, el sólo hecho de reemplazar las luminarias tradicionales de la calzada por las nuevas luminarias led seleccionadas, hace prescindir de las luminarias que actualmente se encuentran instaladas en la ciclovia. Esto hace que el ahorro energético sea aún mayor porque las 52 luminarias led de 200 W cada una, instaladas en el cantero central de la calzada, permiten reemplazar las 52 luminarias tradicionales de 400 W sumadas a las 24 luminarias de 250 W instaladas en la ciclovia.

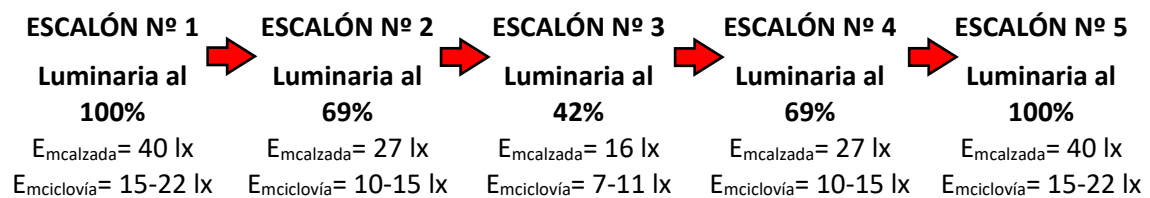
A continuación, se muestran los datos necesarios para el cálculo luminotécnico y posteriormente se muestra un resumen de los resultados obtenidos mediante el software para los diferentes escalones de iluminación:

- Vía compuesta por dos calzadas, un cantero central y anexo a la misma una ciclovia.
- Ancho de calzada: 9 m.
- Cantidad de carriles de cada calzada: 2 carriles.
- Ancho de la ciclovia: 4 m (desde el guardarraíl hasta las columnas soporte del techo solar).
- Clasificación de la vía: tipo "C" para el máximo caudal vehicular y tipo "E" para el mínimo caudal vehicular.
- Nivel de iluminación según tipo de vía (calzada): para tipo "C" 40 lx o 2,7 cd y para tipo "E" 16 lx.
- Nivel de iluminación de la ciclovia: para calzada tipo "C" le corresponde un valor de iluminación de la ciclovia de entre 15 lx y 22 lx (clasificación internacional P1) y para tipo "E" de entre 7 lx y 11 lx (clasificación internacional P3).
- Distancia entre mástiles: 30 m.
- Luminarias por mástil: 2 luminarias.
- Factor de mantenimiento: 0,75.

- Altura libre o altura del punto de luz: 10 m.
- Inclinación del brazo superior de la columna: 10°.
- Largo del brazo (desde el centro del mástil hasta el punto de luz): 0,80 m.
- Saliente del punto de luz: 0,10 m sobre la calzada (correspondiente a los 0,80 m del largo del brazo menos los 0,70 m de distancia del mástil a la calzada).

Como se mencionó, las dos clasificaciones de la vía responden a un caudal máximo promedio (en horarios pico nocturno) y un caudal mínimo promedio (madrugada), pero ha de comprenderse que la disminución del mismo no es instantánea, no ocurre rápidamente de un momento a otro, por lo cual se decidió, atento a que la luminaria lo permite, intercalar entre ambos extremos de iluminación, un nivel intermedio correspondiente con la categorización de calzada tipo "D", la cual requiere una iluminación promedio de 27 lx. El valor de iluminación promedio requerido en la ciclovia es de entre 10 lx y 15 lx (correspondiente a categorización internacional P2).

En resumen, los escalones de iluminación serán:



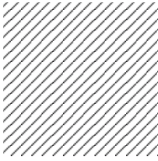
Con todos los datos enunciados anteriormente, se obtuvieron los siguientes resultados:

Lista de luminarias

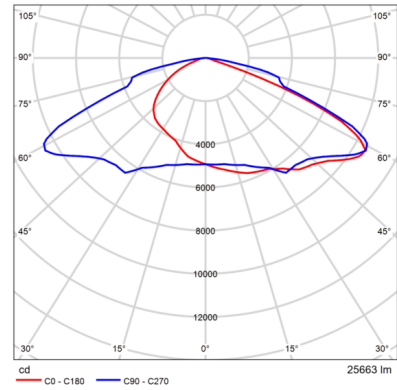
Uni.	Fabricante	N° de artículo	Nombre del artículo	P	Φ	Rendimiento lumínico
52	Ingemar	Luminaria de alumbrado público	INGEMAR Modelo BOX LED 200	199.5 W	25663 lm	128.6 lm/W

Ficha de producto

Ingemar INGEMAR Modelo BOX LED 200



N° de artículo	Luminaria de alumbrado público
P	199.5 W
$\Phi_{Luminaria}$	25663 lm
Rendimiento lumínico	128.6 lm/W
CCT	3000 K
CRI	100



CDL polar

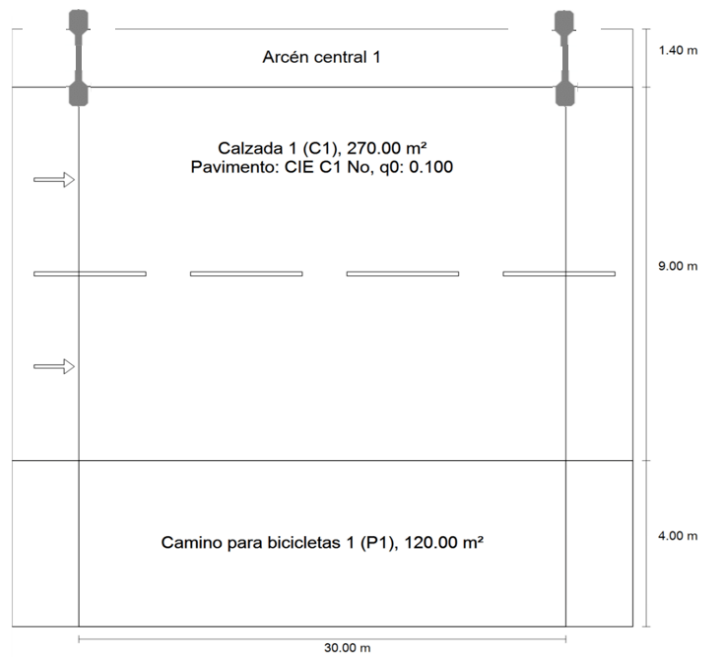


Imagen 10.2.2A: "Características de la calzada y luminaria" Fuente: Propia

INGEMAR Modelo BOX LED 200 (unilateral arriba, 2 per pole)

Distancia entre mástiles	30.000 m
(1) Altura de punto de luz	10.000 m
(2) Saliente del punto de luz	0.100 m
(3) Inclinación del brazo	10.0°
(4) Longitud del brazo	0.800 m
Horas de trabajo anuales	4000 h: 100.0 %, 399.0 W
Consumo	13167.0 W/km
ULR / ULOR	0.00 / 0.00
Intensidad lumínica máx	≥ 70°: 386 cd/klm
Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	≥ 80°: 244 cd/klm ≥ 90°: 69.6 cd/klm
Clase de potencia lumínica	-
Los valores de intensidad lumínica en [cd/klm] para el cálculo de la clase de potencia lumínica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015.	

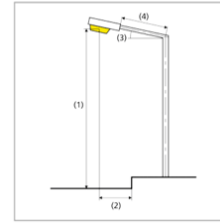
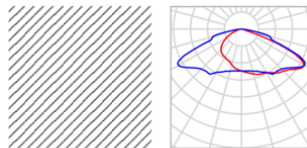


Imagen 10.2.2B: "Características de la Columna de alumbrado público" Fuente: Propia

Escalón Nº1 Y Nº5: LUMINARIA AL 100%



Fabricante	Ingemar	P	199.5 W
Nº de artículo	Luminaria de alumbrado público	$\Phi_{Luminaria}$	25663 lm
Nombre del artículo	INGEMAR Modelo BOX LED 200		
Lámpara	1x Dos Módulos Rectangulares con 108 LEDs cada uno.		

Calle 1 · Alternativa 1

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Clase de índice de deslumbramiento D.5

Resultados para campos de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (C1)	$E_m^{(2)}$	42.56 lx	≥ 40.00 lx	✓
	U_o	0.56	≥ 0.40	✓
Camino para bicicletas 1 (P1)	E_m	21.15 lx	[15.00 - 22.50] lx	✓
	E_{min}	15.81 lx	≥ 3.00 lx	✓

Para la instalación se ha calculado con un factor de mantenimiento de 0.75.

Imagen 10.2.2C: "Verificación de Iluminación escalón 100%" Fuente: Propia

Calzada 1 (C1)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (C1)	$E_m^{(2)}$	42.56 lx	≥ 40.00 lx	✓
	U_o	0.56	≥ 0.40	✓

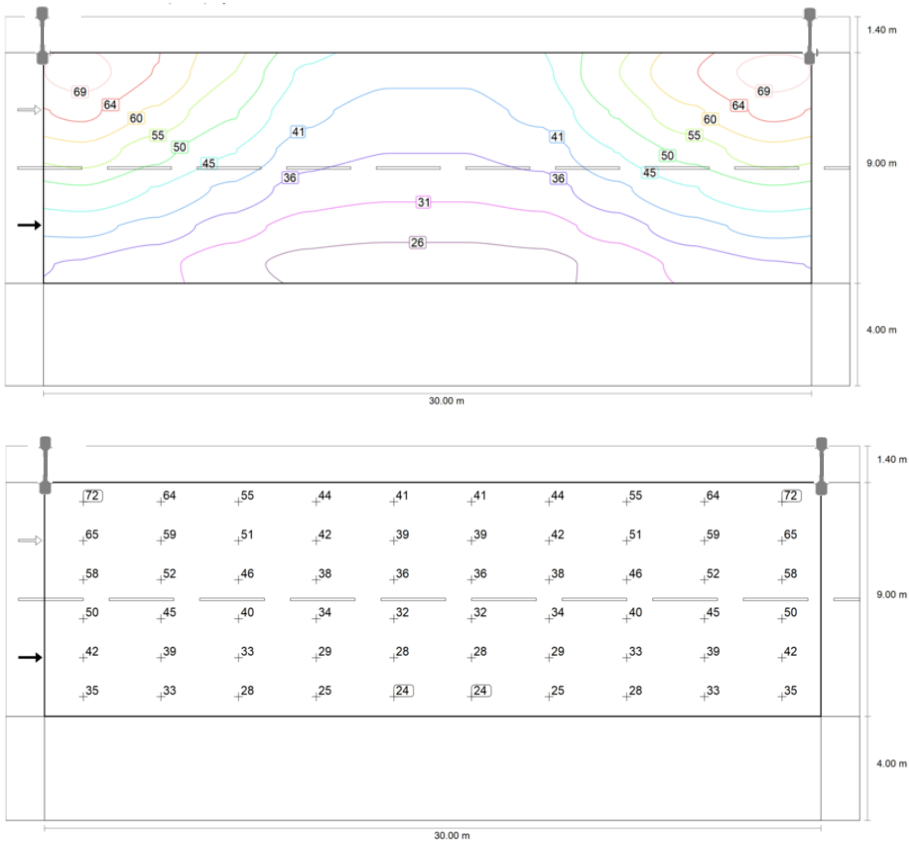


Imagen 10.2.2D: "Curvas isolux calzada escalón 100%" Fuente: Propia

Camino para bicicletas 1 (P1)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Camino para bicicletas 1 (P1)	E_m	21.15 lx	[15.00 - 22.50] lx	✓
	E_{min}	15.81 lx	≥ 3.00 lx	✓

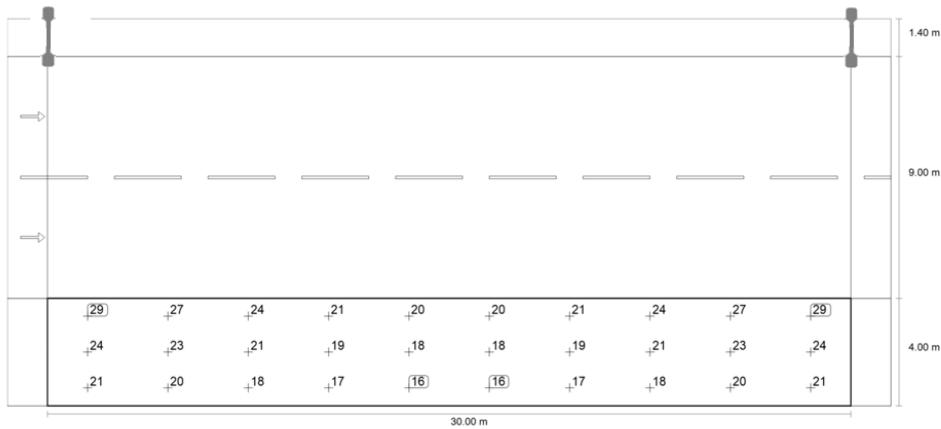
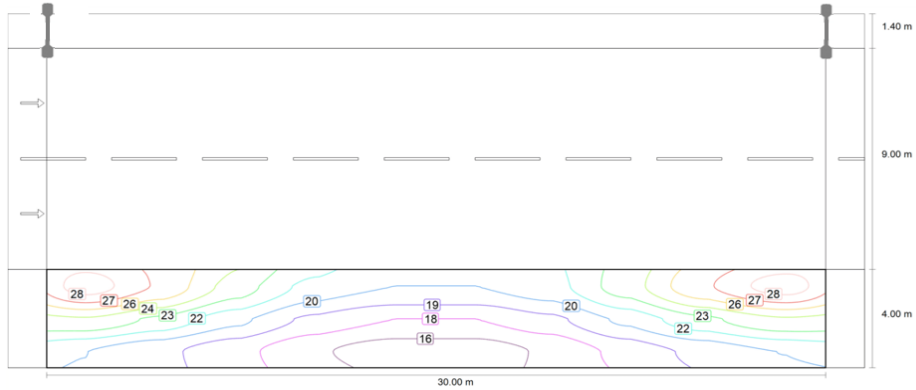
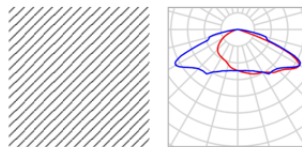


Imagen 10.2.2E: "Curvas isolux ciclovía escalón 100%" Fuente: Propia

Escalón Nº2 Y Nº4: LUMINARIA AL 69%



Fabricante	Ingemar	P	138.0 W
Nº de artículo	Luminaria de alumbrado público	$\Phi_{Luminaria}$	17707 lm
Nombre del artículo	INGEMAR Modelo BOX LED 200		
Lámpara	definido por el usuario		

Calle 1 - Alternativa 1
Resumen (hacia EN 13201:2015)

Clase de índice de deslumbramiento D.6

Resultados para campos de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (C2)	$E_m^{(2)}$	29.37 lx	≥ 27.00 lx	✓
	U_o	0.56	≥ 0.40	✓
Camino para bicicletas 1 (P2)	E_m	14.59 lx	[10.00 - 15.00] lx	✓
	E_{min}	10.91 lx	≥ 2.00 lx	✓

Para la instalación se ha calculado con un factor de mantenimiento de 0.75.

Calzada 1 (C2)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (C2)	$E_m^{(2)}$	29.37 lx	≥ 27.00 lx	✓
	U_o	0.56	≥ 0.40	✓

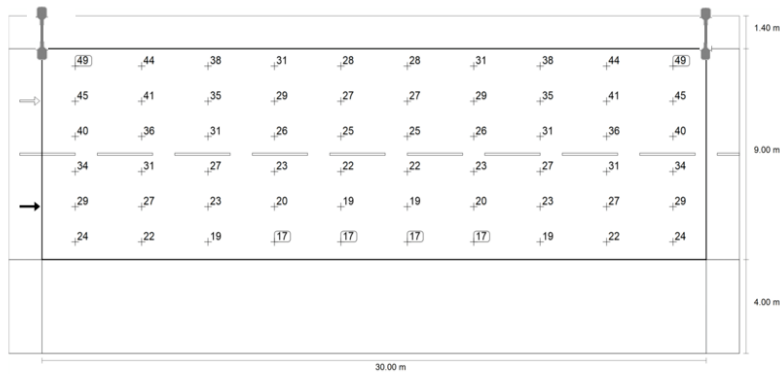
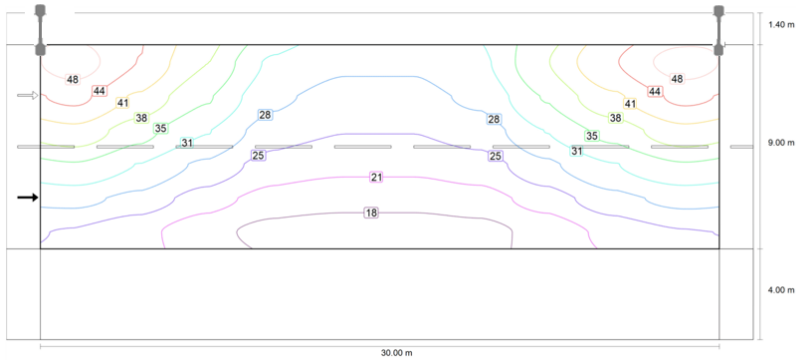


Imagen 10.2.2F: "Curvas isolux calzada escalón 69%" Fuente: Propia

Camino para bicicletas 1 (P2)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Camino para bicicletas 1 (P2)	Em	14.59 lx	[10.00 - 15.00] lx	✓
	E _{min}	10.91 lx	≥ 2.00 lx	✓

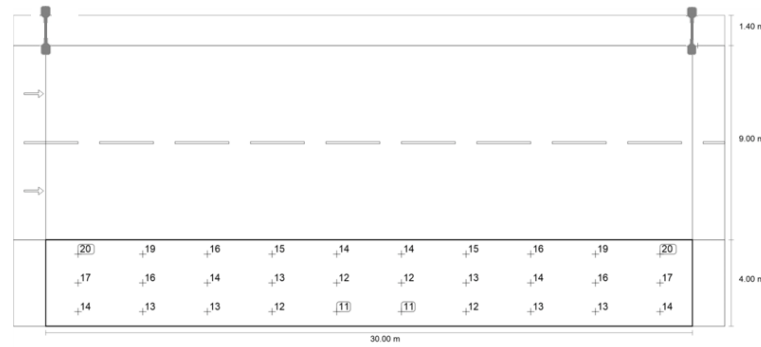
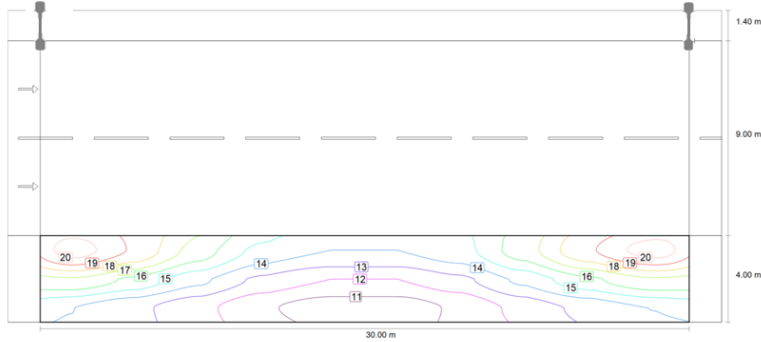
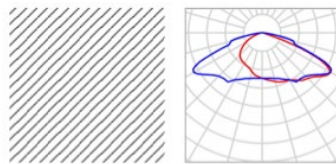


Imagen 10.2.2G: "Curvas isolux ciclovía escalón 69%" Fuente: Propia

Escalón N°3: LUMINARIA AL 42%



Fabricante	Ingemar	P	84.0 W
N° de artículo	Luminaria de alumbrado público	Φ _{Luminaria}	10778 lm
Nombre del artículo	INGEMAR Modelo BOX LED 200		
Lámpara	definido por el usuario		

Calle 1 · Alternativa 1

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Clase de índice de deslumbramiento D.6

Resultados para campos de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (C3)	$E_m^{(2)}$	17.88 lx	≥ 16.00 lx	✓
	U_o	0.56	≥ 0.40	✓
Camino para bicicletas 1 (P3)	E_m	8.88 lx	[7.50 - 11.25] lx	✓
	E_{min}	6.64 lx	≥ 1.50 lx	✓

Calzada 1 (C3)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (C3)	$E_m^{(2)}$	17.88 lx	≥ 16.00 lx	✓
	U_o	0.56	≥ 0.40	✓

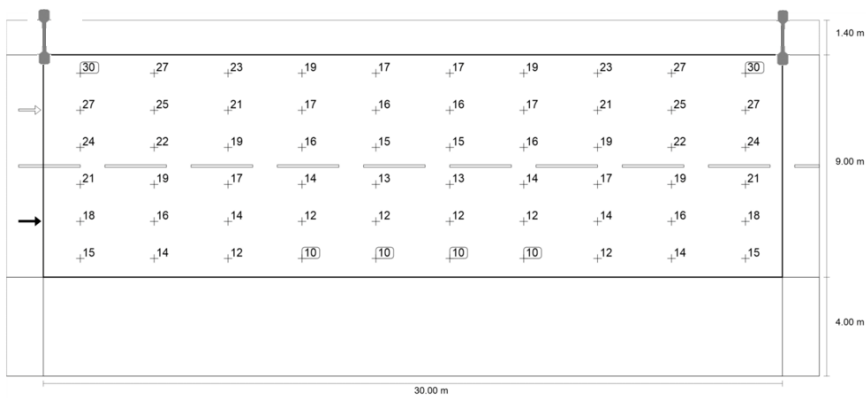
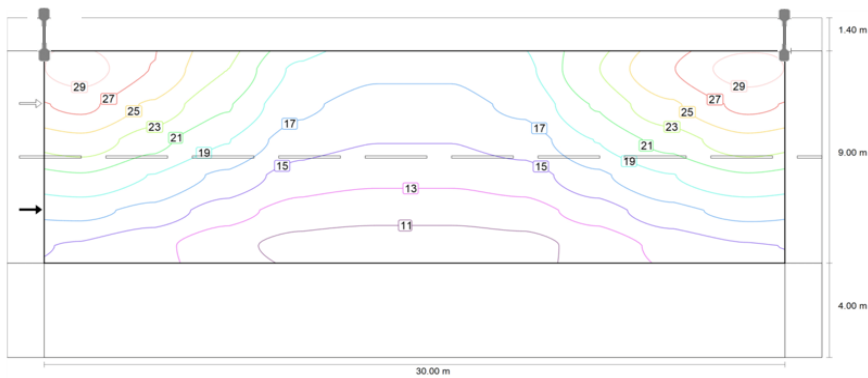


Imagen 10.2.2H: "Curvas isolux calzada escalón 42%" Fuente: Propia

Camino para bicicletas 1 (P3)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Camino para bicicletas 1 (P3)	E_m	8.88 lx	[7.50 - 11.25] lx	✓
	E_{min}	6.64 lx	≥ 1.50 lx	✓

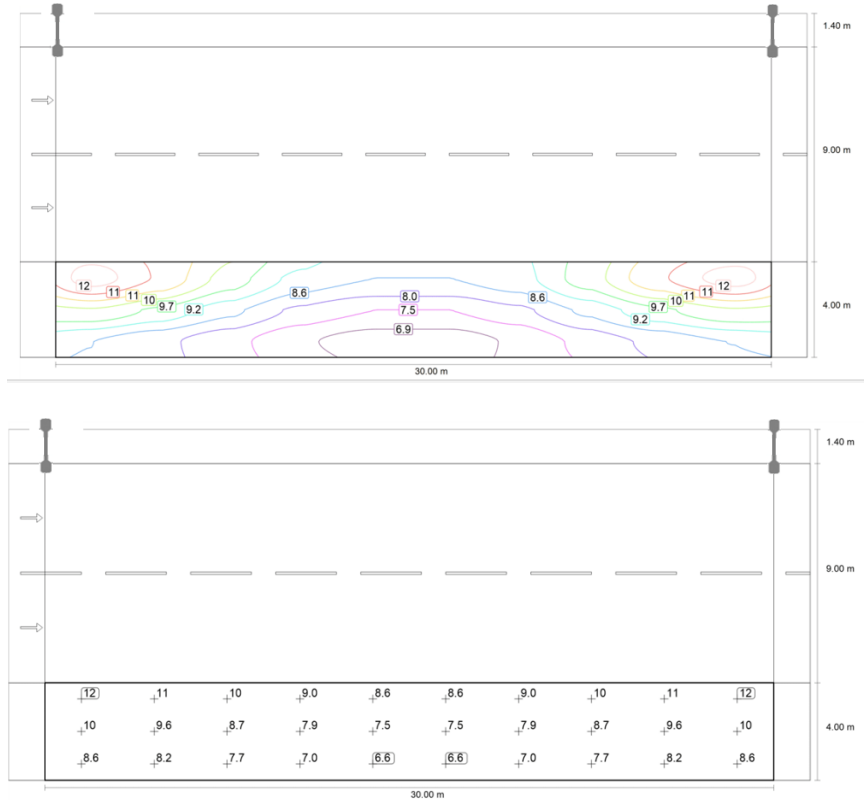


Imagen 10.2.21: "Curvas isolux ciclovia escalón 42%" Fuente: Propia

11. Cálculo de la energía consumida por el nuevo sistema de Iluminación

Al cálculo de la energía consumida por el nuevo sistema de iluminación led se le ha prestado especial atención. Analizar correctamente todos los datos requeridos para el cálculo de energía consumida es fundamental porque de los valores obtenidos depende el tamaño de la instalación fotovoltaica y todos sus elementos.

Como se mencionó, se ha calculado el escalonamiento de potencia (dimerización) requerido por la luminaria para cumplir con los requisitos de iluminación para las diferentes categorizaciones de la vía, no obstante, para el cálculo de la energía, esta información solamente no basta: deben definirse los intervalos en los cuales cada escalón estará activo.

11.1 Definición de los intervalos de dimerización

La iluminación artificial será necesaria cuando la natural no sea suficiente, pero esta última varía según la época del año, es decir, la cantidad de horas de iluminación artificial será la diferencia entre las 24 horas del día menos las horas de luz natural cuya cantidad diaria cambia perceptiblemente mes a mes. A su vez, como los escalones de potencia de la luminaria y sus intervalos se programan de fábrica, se deben elegir valores que cumplan para los diferentes periodos del año, por lo cual ha de tomarse el más crítico; este se corresponde con el periodo invernal del año, donde son menores las horas de luz natural, y por lo tanto, se requieren más horas de luz artificial.

También es necesario conocer a qué hora se considera que la luz natural ya no es suficiente y se requiere luz artificial ya que marcará el inicio de los intervalos de cada escalón de dimerización. Estos datos se obtuvieron para los cuatro periodos más representativos del año: verano, otoño, invierno y primavera.

Los datos de luz natural se obtuvieron de la página web <https://es.weatherspark.com/> (Weather Spark, 2021) la cual recopila datos del aeropuerto de La Rioja, imágenes satelitales y de la NASA y son los siguientes:

Tabla 11.1A: "Horas de luz natural" Fuente: Propia

PERIODO	FECHA	HCAM		HSV		HCAT		HORAS DE LUZ NATURAL (HLN)
		DESDE	HASTA	DESDE	HASTA	DESDE	HASTA	
EQUINOCCIO DE OTOÑO	20-mar	7:07	7:31	7:31	19:37	19:37	20:01	12,40 h
SOLSTICIO DE INVIERNO	21-jun	7:55	8:21	8:21	18:37	18:37	19:03	10,63 h
EQUINOCCIO DE PRIMAVERA	22-sep	6:52	7:16	7:16	19:23	19:23	19:47	12,87 h
SOLSTICIO DE VERANO	21-dic	5:57	6:24	6:24	20:26	20:26	20:54	14,45 h
Promedio anual								12,59 h

Donde:

- HCAM: Horarios del crepúsculo de amanecer
- HSV: Horarios de sol visible
- HCAT: Horarios del crepúsculo de atardecer
- HLN: horas totales de luz natural

Entonces sí a la cantidad de horas del día se les resta las HLN, se obtienen la cantidad de horas en las que es necesario tener luz artificial " t_{LA} ":

Tabla 11.1B: "Horas de luz artificial" Fuente: Propia

HORAS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS LUMINARIAS		
PERIODO	HLN	t _{LA}
EQUINOCCIO DE OTOÑO	12,40 h	11,60 h
SOLSTICIO DE INVIERNO	10,63 h	13,37 h
EQUINOCCIO DE PRIMAVERA	12,87 h	11,13 h
SOLSTICIO DE VERANO	14,45 h	9,55 h
Promedio anual		11,41 h

Por último, como los intervalos para cada escalón se fijan por pedido del proyectista desde fábrica o mediante un software (es decir que no se pueden cambiar fácilmente para diferentes periodos del año ya que requiere que se configuren una a una y cada vez que se desea cambiar algo), se ha tomado en cuenta el caso más crítico, que se corresponde con el periodo de invierno ya que es allí donde la cantidad de horas es mayor y se ha fijado la cantidad de horas de cada escalón, los cuales serán válidos para todo el año.

Como dichos intervalos se configuran en horas (ejemplo 2h al 100% + 1h al 80%, etc.) y no "desde qué hora hasta qué hora" y a su vez conocemos el inicio del conteo de tiempo ya que este inicia cuando se enciende la luminaria considerando que esta se enciende media hora antes de la finalización del HCAT, podemos hacer una traducción de las horas de cada intervalo para conocer a qué hora se producirá el cambio de escalón. Para aclarar lo anterior, se muestra el siguiente ejemplo:

- Si queremos que la luminaria esté al 100% de su potencia desde que se enciende (es decir media hora antes del HCAT) hasta las 00:00 horas (intervalo en que consideramos el caudal vehicular máximo) y suponemos que se enciende a las 20:00 horas, el primer escalón será de 4 horas (intervalo entre las 20:00 y las 00:00 horas); si luego queremos reducir la potencia lumínica de la luminaria al 69% durante un hora para que el cambio desde el flujo máximo luminoso al mínimo no sea brusco, el intervalo del escalón N°2 será de una hora y durará desde las 00:00 horas hasta la 01:00 horas. De la misma manera se procede para definir el intervalo N°3, N°4 y N°5 y sus respectivos horarios de aplicación.

Siguiendo la lógica enunciada se obtuvieron los intervalos para el periodo invernal:

Tabla 11.1C: "Horas por escalón -periodo invierno" Fuente: Propia

PERIODO INVIERNO				
ESCALONES	POTENCIA LUMÍNICA	HORARIOS		CANTIDAD DE HORAS POR ESCALÓN (INTERVALOS)
		DESDE	HASTA	
1 ^{er} escalón	100 %	18:33	23:59	5,43 h
2 ^{do} escalón	69 %	0:00	1:00	1,00 h
3 ^{er} escalón	42 %	1:00	5:00	4,00 h
4 ^{to} escalón	69 %	5:00	5:30	0,50 h
5 ^{to} escalón	100 %	5:30	8:21	2,85 h
Apagado de la luminaria	0 %	8:21	18:33	

Entonces los intervalos de cada escalón quedan definidos de la siguiente manera:

Tabla 11.1D: "Programación de intervalos por escalón" Fuente: Propia

PROGRAMACIÓN DE INTERVALOS PARA CADA ESCALÓN	
ESCALONES	CANTIDAD DE HORAS POR ESCALÓN (INTERVALOS)
1 ^{er} escalón	5,43 h
2 ^{do} escalón	1,00 h
3 ^{er} escalón	4,00 h
4 ^{to} escalón	0,50 h
5 ^{to} escalón	2,85 h
Apagado de la luminaria	

Fijados estos intervalos en la programación inicial de la luminaria, se proyectan los horarios en los que funcionará cada escalón para los demás periodos del año. Claro está que para los meses donde hay mayor cantidad de horas de luz natural las luminarias encenderán más tarde, por lo tanto los horarios de cada escalón variarán de igual manera, cambiando el horario en que iniciará cada uno de ellos hacia horarios más tardíos. Esto último es una ventaja, ya que por ejemplo para los meses de verano el caudal vehicular considerado como promedio máximo se presenta hasta horarios más avanzados de la noche comparando con los meses del periodo invernal, es decir, la luminaria se mantendrá al 100% de su flujo luminoso hasta más tarde en la noche, lo que supone una ventaja ya que en estos meses la circulación vehicular elevada se mantiene también hasta más tarde (comparado con los meses de invierno).

El resultado de proyectar los intervalos fijos de cada escalón hacia otros periodos del año genera los siguientes resultados:

Tabla 11.1E: "Cantidad de Horas por Escalón-periodo Otoño" Fuente: Propia

PERIODO OTOÑO				
ESCALONES	POTENCIA LUMÍNICA	HORARIOS		CANTIDAD DE HORAS POR ESCALÓN (INTERVALOS)
		DESDE	HASTA	
1 ^{er} escalón	100 %	19:31	0:57	5,43
2 ^{do} escalón	69 %	0:57	1:57	1,00
3 ^{er} escalón	42 %	1:57	5:57	4,00
4 ^{to} escalón	69 %	5:57	6:27	0,50
5 ^{to} escalón	100 %	6:27	7:07	0,67
Apagado de la luminaria	0 %	7:07	19:31	

Tabla 11.1F: "Cantidad de Horas por Escalón-periodo primavera" Fuente: Propia

PERIODO PRIMAVERA				
ESCALONES	POTENCIA LUMÍNICA	HORARIOS		CANTIDAD DE HORAS POR ESCALÓN (INTERVALOS)
		DESDE	HASTA	
1 ^{er} escalón	100 %	19:17	0:43	5,43
2 ^{do} escalón	69 %	0:43	1:43	1,00
3 ^{er} escalón	42 %	1:43	5:43	4,00
4 ^{to} escalón	69 %	5:43	6:13	0,50
5 ^{to} escalón	100 %	6:13	6:52	0,65
Apagado de la luminaria	0 %	6:52	19:17	

Tabla 11.1G: "Cantidad de Horas por Escalón-periodo Verano" Fuente: Propia

PERIODO VERANO				
ESCALONES	POTENCIA LUMÍNICA	HORARIOS		CANTIDAD DE HORAS POR ESCALÓN (INTERVALOS)
		DESDE	HASTA	
1 ^{er} escalón	100 %	20:24	1:50	5,43
2 ^{do} escalón	69 %	1:50	2:50	1,00
3 ^{er} escalón	42 %	2:50	5:57	3,12
4 ^{to} escalón	69 %	-	-	0,00
5 ^{to} escalón	100 %	-	-	0,00
Apagado de la luminaria	0 %	5:57	20:24	

Del análisis de las tablas anteriores se pueden destacar dos cosas: primero que como se dijo, al encenderse más tarde la luminaria la dimerización ocurre también más tarde (ver horarios) y segundo que los últimos escalones no llegan a completarse como consecuencia de que la luminaria se apaga antes porque vuelve a ser suficiente la luz natural. Esto último no representa ningún tipo de problema, ya que al apagarse la luminaria y encenderse al día siguiente el escalonamiento se reinicia, por lo tanto siempre inicia la luminaria con un flujo luminoso del 100% y no desde el valor de flujo luminoso correspondiente con el escalón en el que se apagó el día anterior.

11.2 Cálculo de la energía diaria consumida por las luminarias

Con los escalones de dimerización definidos con sus respectivos intervalos, se realizó el cálculo de la energía consumida diariamente por las luminarias para cada periodo del año. Analizar el consumo energético de esta manera nos permitirá analizar más adelante de una manera más acertada el sistema off-grid.

Cabe aclarar que, si bien el estudio luminotécnico demostró que con la sola instalación de las luminarias led viales de 200 W se cubrían los requisitos de

iluminación, se consideró además la instalación de lámparas led de 30 W en la ciclovia en reemplazo de las tradicionales de 250 W, siendo esto sólo con fines decorativos y no se los tuvo en cuenta para el cálculo luminotécnico.

Para la obtención de los valores de consumo energético se aplicó la siguiente ecuación:

$$E_T \left[\frac{KWh}{\text{día}} \right] = \frac{\{L_{ca} \times P_{L_{ca}} [W] \times (\sum_{i=1}^5 (E_i [\%] \times t_i [h]))\} + \{L_{ci} \times P_{L_{ci}} [W] \times \sum_{i=1}^5 (t_i [h])\}}{1000 \left[\frac{W}{kW} \right] \times \eta_{c1}}$$

Siendo:

- E_T : energía total consumida por el conjunto de luminarias, tanto de la calzada como de la ciclovia.
- L_{ca} : cantidad total de luminarias de la calzada.
- $P_{L_{ca}}$: Potencia de cada luminaria de la calzada.
- E_i : porcentaje de potencia de cada escalón de dimerización.
- t_i : Intervalo en horas correspondiente a cada escalón.
- L_{ci} : cantidad total de luminarias de la ciclovia.
- $P_{L_{ci}}$: Potencia de cada luminaria de la ciclovia.
- η_{c1} : Pérdidas en el cableado.

Los valores obtenidos de E_T en kWh/día para los siguientes datos, fueron:

Tabla 11.2A: "Energía consumida por las nuevas luminarias" Fuente: Propia

		EQUINOCCIO DE OTOÑO	SOLSTICIO DE INVIERNO	EQUINOCCIO DE PRIMAVERA	SOLSTICIO DE VERANO
Escalón Nº 1	E_1	100 %	100 %	100 %	100 %
	t_1	5,43 h	5,43 h	5,43 h	5,43 h
Escalón Nº 2	E_2	69 %	69 %	69 %	69 %
	t_2	1,00 h	1,00 h	1,00 h	1,00 h
Escalón Nº 3	E_3	42 %	42 %	42 %	42 %
	t_3	4,00 h	4,00 h	4,00 h	3,12 h
Escalón Nº 4	E_4	69 %	69 %	69 %	69 %
	t_4	0,50 h	0,50 h	0,50 h	0,00 h
Escalón Nº 5	E_5	100 %	100 %	100 %	100 %
	t_5	0,67 h	2,85 h	0,65 h	0,00 h
Nº LUMINARIAS CALZADA		L_{ca}	52	Luminarias	
POTENCIA L_{ca}		$P_{L_{ca}}$	200	W	
Nº LUMINARIAS CICLOVÍA		L_{ci}	24	Luminarias	
POTENCIA L_{ci}		$P_{L_{ci}}$	30	W	
PÉRDIDAS EN EL CABLEADO 1		η_{c1}	0,97		
E_T	[kWh/día]	103,12	128,15	102,93	86,78

12. Análisis del sistema conectado a la red con acumulación

Los sistemas On-grid con acumulación, es decir aquellos que se conectan a la red pero que además tienen un respaldo de baterías, son muy útiles pero debido a su elevado costo se pueden llegar a justificar cuando:

- Se tiene una red eléctrica insegura (con cortes de suministro imprevistos) y a la vez la carga conectada a esta es un sistema crítico, es decir, es tan importante que no se puede permitir una falta de suministro, por ejemplo el equipamiento de hospitales.
- El consumo no coincide con el momento de generación fotovoltaica como es en este caso un sistema de iluminación requiere consumir de noche mientras que la generación fotovoltaica obviamente es durante el día.
- Cuando existen tarifas para los diferentes horarios de consumo, es decir si se tiene una tarifa elevada por ejemplo para el momento pico de consumo por lo cual puede que sea conveniente utilizar la energía almacenada en baterías en esos momentos y el resto tomarlo de la red.

De los tres puntos mencionados, el que más se ajusta a este proyecto es el segundo; el primero no se corresponde debido a que no es una carga crítica y la red es aceptablemente segura y el tercero tampoco porque la tarifa final para este tipo de cargas no se encuentra discriminada en pico, valle o resto.

El mayor porcentaje de los costos de este tipo de sistemas pertenece al valor del banco de baterías, por lo cual para saber si conviene o no la instalación de un sistema de este tipo, lo primero que ha de calcularse es por cuántas baterías y de qué tipo estará conformado dicho banco y cuál será su costo final, algo que se conoce como "estudio de prefactibilidad técnico-económica", para luego, en caso de que si convenga económicamente, se continuará con el cálculo de los demás elementos (paneles, inversores, etcétera) dicho de otra manera, en caso de que se observe que no es económicamente factible, no tiene sentido calcular el resto de los elementos.

Para calcular la cantidad de baterías se estudiará el caso como si fuese un sistema off-grid ya que este es el peor caso posible, suponiendo que la instalación fotovoltaica carga las baterías al máximo, inyecta el excedente a la red y durante la noche las baterías proveen energía a las luminarias.

12.1 Cálculo del banco de baterías

El banco de baterías se comportará como un "generador" en el sentido de que en un momento determinado será el que suministre la energía requerida por el conjunto de luminarias y todas las pérdidas en los elementos conectados a ellas. Tomarlo de esta manera es muy importante ya que se deberá calcular el total de la energía, tanto activa como reactiva y no sólo la energía activa como se calculó anteriormente, vale decir entonces que la energía activa suministrada por el banco de baterías deberá ser igual al valor de energía aparente requerida por las luminarias.

Por esta razón el primer paso es obtener el valor de la energía aparente, la cual se obtuvo de aplicar la siguiente ecuación a los valores de energía activa “E_T” obtenidos anteriormente:

$$E_{aparente} \text{ Luminarias [kVAh]} = \frac{E_T \text{ [kWh]}}{\cos\phi}$$

Tabla 12.1A: “Energía Aparente consumida por las nuevas luminarias” Fuente: Propia

		EQUINOCCIO DE OTOÑO	SOLSTICIO DE INVIERNO	EQUINOCCIO DE PRIMAVERA	SOLSTICIO DE VERANO
E_{Tap} Luminarias	kVAh/día	108,55	134,89	108,35	91,35

Tomando un cosφ=0,95 exigido por los pliegos de Vialidad.

A su vez:

$$\frac{E_{T \text{ aparente Luminarias}} \left[\frac{\text{kVAh}}{\text{día}} \right]}{\eta_{inv} \times \eta_{c2}} = E_T \text{ suministrada por baterías} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right]$$

Donde:

- η_{inv}: Representa el rendimiento del inversor y vale η_{inv}=0,93
- η_{c2}: Representa las pérdidas en el cableado de conexión de las baterías al inversor y vale η_{c2}= 0,99.

Resultando:

Tabla 12.1B: “Energía Aparente final consumida por las nuevas luminarias” Fuente: Propia

		EQUINOCCIO DE OTOÑO	SOLSTICIO DE INVIERNO	EQUINOCCIO DE PRIMAVERA	SOLSTICIO DE VERANO
E_T suministrada banco de baterías	kWh/día	117,90	146,51	117,68	99,22

Las diferentes fuentes consultadas (inclusive el proveedor del inversor y baterías) sugieren realizar el cálculo del banco de baterías con las ecuaciones usadas en el método de cálculo N°1 expuesto a continuación, pero esta forma de calcular el banco está más enfocada en aplicaciones donde el consumo de energía es más aleatorio y extendido durante el día (aunque el total diario de energía sea conocido), como por ejemplo en aplicaciones domiciliarias donde el consumo varía a lo largo del día; vale decir que es un método general. Para este proyecto en particular, donde el consumo se encuentra concentrado en ciertas horas y que además conocemos con gran precisión la corriente que deberán suministrar las baterías, resulta de mayor interés la aplicación del método N°2, el cual permite considerar la variación de la capacidad de las baterías al variar la corriente que deben entregar: la capacidad de la batería en “Ah” aumenta si se extrae menos corriente durante un periodo más largo (suponiendo que se extrae la misma cantidad de energía final). Esto representa una ventaja ya que

es más preciso y también permite hacer notar cierto faltante de baterías estimado para el banco respecto del total calculado con el método N°1.

Por lo dicho se propone luego del cálculo con el método N°1 estándar, un método de cálculo N°2 que conviene aplicar a este sistema en particular y luego se compara los resultados.

Para poder realizar ambos métodos, el primer paso es elegir el tipo y modelo de baterías que conformarán el banco.

12.1.1 Elección del tipo y modelo de baterías

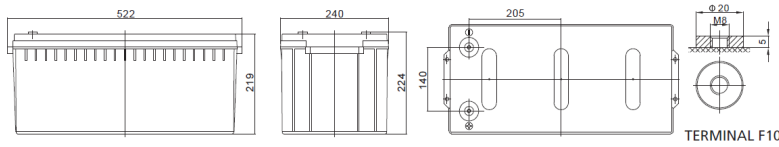
Se eligió el tipo y modelo de batería que se expone a continuación debido a que es de una tecnología bastante madura, conocida y confiable, se encuentra disponible en el mercado local, se tiene acceso a todos los datos técnicos necesarios relativamente fácil, con alta compatibilidad con los inversores y la relación precio-prestaciones es buena. Vale aclarar que existen baterías más modernas y con mejores características técnicas como son las de lones de Litio, pero puede dificultarse su acceso en el mercado local, su costo es mucho más elevado que las elegidas, lo que repercute en una elevada inversión inicial y por último la compatibilidad baterías-inversor no siempre se logra por los sistemas propios de control y comunicación de las baterías de litio. Aunque a la larga, debido a su extensa vida útil, puede convenir la instalación de baterías de litio, lo que se busca en este proyecto en particular también es reducir el costo inicial del mismo, algo que no es actualmente posible (como se mencionó) cuando se usan baterías de litio.

La batería en cuestión es del tipo ciclo profundo, de plomo-carbono con altas prestaciones de ciclado (cantidad de cargas y descargas que soporta). Las características de interés para el cálculo se presentan a continuación:

Tabla 12.1.1A: "Especificaciones técnicas de baterías DC12-200C" Fuente: Fabricante

ESPECIFICACIONES	
Modelo	DC12-200C
Tipo	Ciclo profundo - plomo-carbono
Especificaciones eléctricas	
Tensión nominal	12VCC
Capacidad en 20h	200Ah
Corriente máx. de carga	60A
Corriente máx. de descarga [5 seg]	2000A
Resistencia interna (mΩ)	4.2
Tensión de flote	13.6VCC ~ 13.8VCC
Tensión de fondo	14.6VCC ~ 14.8VCC
Datos generales	
Vida útil máxima (modo flote)	15 años
Tipo de terminal	F10 (M8) / F16 (M8)
Temperatura de trabajo	-20°C ~ +60°C
Temperatura de trabajo ideal	+20°C ~ +30°C
Dimensiones (LxAxA) en mm	522 x 240 x 224
Peso Neto (Kg)	65

DIMENSIONES



Largo	522±2mm	
Ancho	240±2mm	
Alto	219±2mm	
Altura total	224±2mm	
Terminal	Valor	
M5	6-7	N*m
M6	8-10	N*m
M8	10-12	N*m

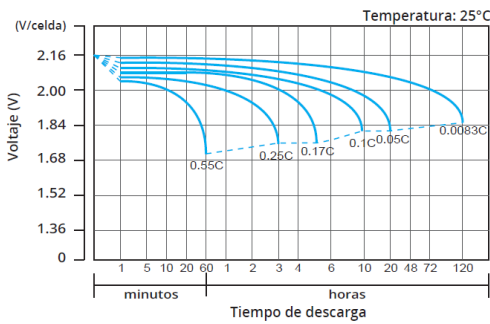
Unidad: mm

CUADRO DE DESCARGA A CORRIENTE CONSTANTE: A (25°C)

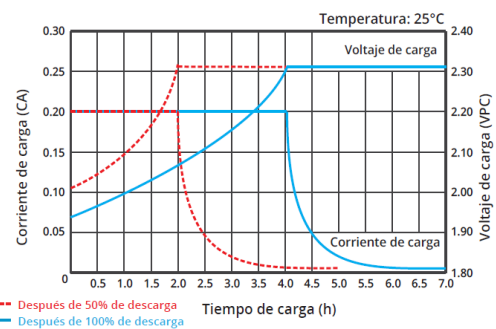
VOLTAJE	1h	2h	3h	4h	5h	8h	10h	24h	48h	72h	100h	120h
1.60V	128.7	77.0	53.2	43.6	35.7	24.6	20.8	9.27	4.94	3.47	2.60	2.24
1.65V	128.1	76.4	53.0	43.4	35.5	24.4	20.6	9.18	4.89	3.43	2.58	2.21
1.70V	126.9	75.9	52.6	43.2	35.3	24.2	20.4	9.10	4.85	3.40	2.55	2.19
1.75V	125.8	75.3	52.4	42.8	34.9	24.0	20.2	9.01	4.80	3.37	2.53	2.17
1.80V	122.8	73.9	51.0	41.8	34.2	23.6	20.0	8.92	4.75	3.33	2.50	2.15
1.85V	116.6	70.7	48.8	39.8	32.8	22.6	19.4	8.65	4.61	3.23	2.43	2.09

Tabla 12.1.1B: "Descarga a corriente constante de baterías DC12-200C" Fuente: Fabricante

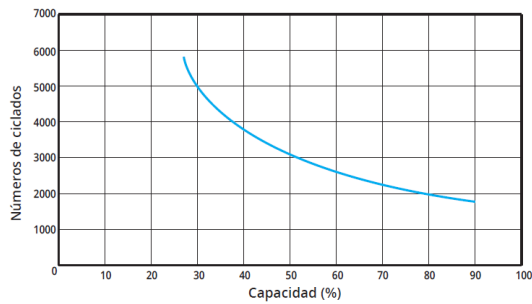
CURVA DE DESCARGA



CARACTERÍSTICAS DE CARGA PARA USO CÍCLICO



CICLOS DE VIDA EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE DESCARGA



EFFECTOS DE LA TEMPERATURA EN UN LARGO PERÍODO DE TIEMPO

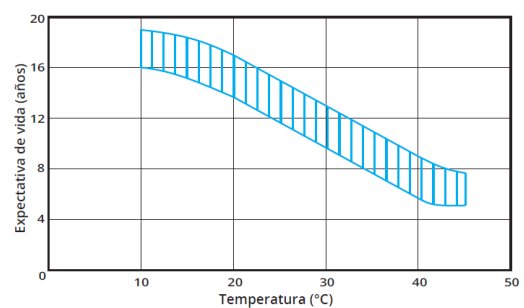


Gráfico 12.1.1C: "Características de carga y descarga de baterías DC12-200C" Fuente: Fabricante

12.1.2 Cálculo del banco de baterías por el método N°1 estándar:

Para simplificar aún más el cálculo, en principio no se tendrán en cuenta las variaciones de vida útil de la batería con la temperatura (como se observa en el gráfico "efectos de la temperatura en un largo periodo de tiempo"), claro está que en caso de que sí sea económicamente factible el sistema on-grid con respaldo en el proyecto se deberá tener en cuenta.

La capacidad del banco de baterías en "Ah" según este método, se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad del Banco de Bat. } (C_{BB}) \text{ [Ah]} = \frac{\text{Energía consumida [Wh/día]} \times \text{Días de Autonomía [día]}}{\text{Tensión de Trabajo [V]} \times \text{DOD [\%]} \times \eta_{bat} [\%]}$$

La energía consumida en este caso será el promedio anual, ya que al tratarse de un sistema con acumulación, el faltante de energía (que existirá en el periodo invernal) podrá tomarse de la red disponible y del mismo modo, el exceso de energía (que se dará en el periodo de verano) podrá ser inyectado a la red. Por lo dicho el valor de energía surge del promedio de valores de kWh diarios indicados en la tabla de "E_T suministrada por baterías" el cual resulta:

$$E_{T \text{ suministrada}} = \text{energía consumida} = 120.325 \text{ Wh/día}$$

Los días de autonomía hacen referencia a la cantidad de días durante el cual el banco de baterías deberá entregar una cantidad habitual de energía sin ser recargado, por lo tanto, es un factor que sobredimensiona tantas veces dicho banco para que sea capaz de mantener el suministro energético durante tal periodo sin recibir carga (o por lo menos no la carga nominal o total). Esto es necesario tenerlo en cuenta en sistemas off-grid, donde el sistema fotovoltaico, ya sea por inclemencias climáticas, exceso de suciedad de paneles, problemas técnicos, etcétera, no sea capaz de recargar el banco completamente. Este concepto es muy teórico, ya que no hay días de "oscuridad total" y los paneles solares siempre generan cierta cantidad de energía; la situación más común es la de tener algunos días nublados consecutivos y durante esos días la instalación solar no sea capaz de suministrar toda la energía que se necesita para cubrir las necesidades energéticas.

Para este proyecto se tomará un día de autonomía para el sistema, ya que por tratarse de un sistema conectado a la red con acumulación, se cuenta con el respaldo de la red eléctrica, por lo tanto no será necesario sobredimensionar el banco de baterías para atender esos días de poca generación fotovoltaica (días de autonomía= 1 día).

La tensión de trabajo se refiere a la tensión que entrega el banco de baterías previo a la inversión CC-CA. En este caso se eligió una tensión de trabajo de 48V ya que este nivel de tensión permite elegir inversores que manejan mayor potencia, además se reducen las pérdidas por efecto Joule en conductores (tensión de trabajo = 48 VCC).

El rendimiento de este tipo de baterías se estima en un 90% y hace referencia a las pérdidas internas que presentan las mismas durante el proceso de descarga, con lo

cual no se dispone normalmente con el 100% de valores de energía indicados en sus fichas técnicas ($\eta_{bat}=0,9$).

El coeficiente DoD hace referencia a la profundidad de descarga de las baterías y se ha tomado el valor de 50% debido a que es el máximo aconsejable de descarga, para $DoD > 50\%$ las prestaciones de las baterías disminuyen por diversos factores y se reduce notablemente la vida útil de las mismas, atentando contra la relación costo-beneficio. Claro está que si se toman valores mayores de DoD disminuirá la cantidad total de baterías que compondrán el banco, reduciendo su costo inicial, pero la vida útil total del banco será muy corta con lo que deberán reemplazarse frecuentemente, con todo lo que económica y ambientalmente significa.

Es muy importante respetar el porcentaje DoD ya que, como se dijo, está muy ligado a la vida útil de las baterías, la cual se mide en ciclos de carga y descarga, es decir, a mayor DoD, menor cantidad de ciclos de carga y descarga y, por lo tanto, vida útil. Si se observa el gráfico "ciclos de vida en función de la profundidad de descarga", para el valor de $DoD=50\%$ elegido, el número de ciclos es de aproximadamente 3100 ciclos.

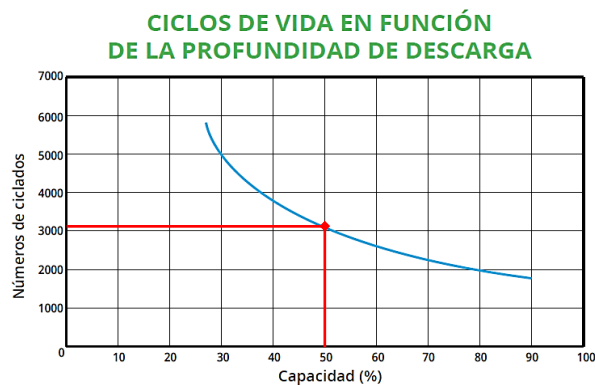


Gráfico 12.1.2A: "Ciclo de vida en función de la profundidad de descarga de baterías DC12-200C" Fuente: Fabricante

Como las luminarias encenderán todos los días, implica que el banco se descargará todos los días del 100% hasta el 50% de su capacidad para suministrarles la energía y al día siguiente se recargaran (teóricamente) desde ese 50% hasta el 100% de su capacidad, por lo tanto, podemos asociar directamente el número de ciclos de las baterías con la cantidad de días de vida útil ya que por lo dicho, en un día se completa un ciclo de carga y descarga; entonces si para este valor de DoD las baterías de este tipo tienen 3100 ciclos de vida útil, se puede decir que se corresponde con una duración de 3100 días, lo que equivale a aproximadamente 8,5 años. Vale aclarar que el fin de su vida útil (la estimada anteriormente) está asociada a una disminución de su rendimiento a un valor del 70% respecto al de su capacidad inicial de almacenamiento (algo similar a lo que ocurre con los paneles fotovoltaicos) por lo cual, luego de los 8,5 años mencionados, el conjunto de baterías se podrá seguir utilizando, claro está que el requerimiento energético tomado desde la red cada vez será mayor hasta que el banco quede inutilizado y toda la energía eléctrica necesaria para el alumbrado provenga de la red.

Reemplazando los valores elegidos en la ecuación, se obtiene que la capacidad del banco de baterías es:

$$C_{BB} [Ah] = \frac{120325 \left[\frac{Wh}{día} \right] \times 1 [día]}{48 [V] \times 0,5 \times 0,9}$$

$$C_{BB} = 5571 Ah$$

Siguiendo con el método de cálculo, la cantidad de baterías en serie "B_S" será:

$$B_S = \frac{V_{TRABAJO} [V]}{V_{BATERÍA} [V/Bat]}$$

$$B_S = \frac{48 [V]}{12 [V/bat]}$$

$$B_S = 4 \text{ baterías en serie}$$

Luego, la cantidad de cadenas de baterías en serie a conectar en paralelo "B_P" es:

$$B_P = \frac{C_{BB} [Ah]}{C_{bat} \left[\frac{Ah}{bat} \right]}$$

Siendo "C_{bat}" la capacidad en Amper-hora de cada batería, la cual vale en este caso C_{bat}= 200Ah, resulta:

$$B_P = \frac{5571 [Ah]}{200 \left[\frac{Ah}{bat} \right]}$$

$$B_P = 28 \text{ cadenas de baterías en paralelo}$$

Resultando que el número total de baterías que compondrán el banco es igual a:

$$B_{T\text{banco}} = B_S \times B_P$$

$$B_{T\text{banco}} = 112 \text{ baterías}$$

El banco quedaría conformado de la siguiente manera:

Para dejar en evidencia la variación de la capacidad de la batería mencionada, a modo de ejemplo, se toman dos valores extremos del cuadro de descarga a corriente constante y se calcula la capacidad final de la batería:

Tabla 12.1.3A: "Análisis de variación de capacidad de baterías cuando varía la velocidad de descarga" Fuente: Propia

CUADRO DE DESCARGA A CORRIENTE CONSTANTE: A (25°C)												
VOLTAJE	1h	2h	3h	4h	5h	8h	10h	24h	48h	72h	100h	120h
1.60V	128.7	77.0	53.2	43.6	35.7	24.6	20.8	9.27	4.94	3.47	2.60	2.24
1.65V	128.7	76.4	53.0	43.4	35.5	24.4	20.6	9.18	4.89	3.43	2.58	2.21
1.70V	126.9	75.9	52.6	43.2	35.3	24.2	20.4	9.10	4.85	3.40	2.55	2.19
1.75V	124.8	75.3	52.4	42.8	34.9	24.0	20.2	9.01	4.80	3.37	2.53	2.17
1.80V	122.8	73.9	51.0	41.8	34.2	23.6	20.0	8.92	4.75	3.33	2.50	2.15
1.85V	116.6	70.7	48.8	39.8	32.8	22.6	19.4	8.65	4.61	3.23	2.43	2.09

Como se indicó en el cuadro, para el caso A, si se extraen 122,8A durante una hora, la capacidad final de la batería será 122,8Ah (122,8A x 1h), pero para el caso B, si se extraen 2,15 A durante 120 h, la capacidad de la batería aumenta a 258Ah (2,15A x 120h) lo que representa un 210% de aumento en la capacidad final de la batería. También se verifica la capacidad indicada por el fabricante en el caso C, donde se observa que si se extraen 20A durante 10h se tienen 200Ah (igual a lo indicado en la ficha comercial del producto).

Para este proyecto en particular, al encontrarse dimerizada la luminaria cumpliendo cada escalón de potencia cierto intervalo de tiempo, podemos conocer el valor de la corriente (para cada escalón de potencia) y durante qué lapso en horas circulará la misma, por lo tanto como se explicó anteriormente, se puede obtener la capacidad final aproximada de cada batería y por ende del banco completo, lo que a fin de cuentas permite determinar en función de si la capacidad aumenta o disminuye, reducir o aumentar respectivamente el número final de baterías que compondrán el banco.

El primer paso es calcular la potencia requerida por el conjunto de luminarias tanto de calzada como de ciclovia, considerando que trabajan al 100% (sin dimerizar) y teniendo en cuenta todas las pérdidas:

$$P_{TL}[W] = \frac{N_L \times P_L [W]}{\eta_i \times \eta_{c1} \times \eta_{c2} \times \cos\phi}$$

Donde:

- P_{TL} : Es la potencia final en [w] requerida por el conjunto de luminarias ya sea de calzada o de la ciclovia (se calculan por separado ya que sólo las de la calzada están dimerizadas).
- N_L : Cantidad de luminarias de potencia "P_L".
- P_L : Potencia de cada luminaria en [w].
- η_i : Rendimiento del Inversor, $\eta_i=0,95$.
- η_{c1} : coeficiente que tiene en cuentas las pérdidas del cableado desde las luminarias hasta el inversor, $\eta_{c1}=0,97$.
- η_{c2} : coeficiente que tiene en cuentas las pérdidas del cableado desde las baterías hasta el inversor, $\eta_{c2}= 0,99$.
- $\cos\phi$: factor de potencia de las luminarias, $\cos\phi=0,95$.

Resultando:

Tabla 12.1.3B: "Potencia total de las luminarias" Fuente: Propia

LUMINARIAS	N _L	P _L [W]	P _{TL} [W]
CALZADA	52	200	12258,01
CICLOVÍA	24	30	822,65

Con los valores de potencias obtenidos, se calcula la corriente que deberá entregar el banco para cada escalón con la siguiente ecuación:

$$I_{Ten} [A] = \frac{P_{TLcalz} [W] \cdot D [\%]}{V_{Trab} [V] \cdot 100} + \frac{P_{TLcicl} [W]}{V_{Trab} [V]}$$

Donde:

- P_{TLcalz}: potencia del conjunto de luminarias de la calzada (calculada en la tabla anterior), P_{TLcalz}=12258,01W
- D: Porcentaje de dimerización de la luminaria para cada escalón "En".
- V_{Trab}= tensión a la salida del banco de baterías, V_{trab}= 48VCC.
- P_{TLcicl}= potencia del conjunto de luminarias de la ciclovía (calculada en la tabla anterior), P_{TLcicl}=822,65W

El segundo término de la ecuación de "I_{Ten}" es siempre el mismo para todos los escalones ya que como se dijo, las luminarias de la ciclovía no están dimerizadas. Los resultados obtenidos de corriente son:

Tabla 12.1.3C: "Corriente de luminarias por escalón" Fuente: Propia

Escalón	D [%]	I _{Ten} [A]
E1	100%	I _{TE1} =272,514 A
E2	69%	I _{TE2} =193,347 A
E3	42%	I _{TE3} =124,396 A
E4	69%	I _{TE4} =193,347 A
E5	100%	I _{TE5} =272,514 A

La cantidad de baterías en serie se calcula igual que el método N°1 ya que está en función de la tensión de trabajo (48VCC), que es la misma en ambos métodos, por lo tanto cada cadena de baterías en serie estará conformada por cuatro baterías.

La cantidad de cadenas de baterías en serie que se conectaran en paralelo, se haya de forma iterativa ya que está en función de la capacidad final de la batería, la cual varía en función de la corriente que entregan las mismas y a su vez, la corriente depende de la cantidad de series de baterías conectadas en paralelo: cuanto más series de baterías se conecten en paralelo, menor será la corriente que deba entregar cada batería, aumentando la capacidad final de las mismas, pero como contrapartida cuanto más series de baterías conectadas en paralelo haya, el número final de baterías

también será mayor y por ende crecerá el precio del banco, es decir, existe una relación de compromiso.

La corriente que deberá entregar cada cadena de baterías en serie, es igual a la corriente que entregará cada batería y esta a su vez es inversamente proporcional a la cantidad de conexiones en paralelo de estas cadenas de baterías:

$$I_{batEn} = \frac{I_{TE_n}}{B_p}$$

Donde:

- I_{batEn} : Corriente entregada por cada batería.
- I_{TE_n} : Corriente total que debe entregar el banco de baterías.
- B_p : Cantidad de baterías en paralelo.

A modo de ejemplo se muestran los valores de corriente que circulará por cada batería para 20, 25 y 30 conexiones en paralelo de cadenas de baterías para cada escalón:

Tabla 12.1.3D: "Corriente por batería para 20 paralelos" Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 20		
Escalón	I_{TE_n} [A]	I_{batEn} [A]
E1	$I_{TE1}=272,514$ A	$I_{batE1}=13,63$ A
E2	$I_{TE2}=193,347$ A	$I_{batE2}= 9,67$ A
E3	$I_{TE3}=124,396$ A	$I_{batE3}= 6,22$ A
E4	$I_{TE4}=193,347$ A	$I_{batE4}= 9,67$ A
E5	$I_{TE5}=272,514$ A	$I_{batE5}= 13,53$ A

Tabla 12.1.3E: "Corriente por batería para 25 paralelos" Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 25		
Escalón	I_{TE_n} [A]	I_{batEn} [A]
E1	$I_{TE1}=272,514$ A	$I_{batE1}=10,90$ A
E2	$I_{TE2}=193,347$ A	$I_{batE2}= 7,73$ A
E3	$I_{TE3}=124,396$ A	$I_{batE3}= 4,98$ A
E4	$I_{TE4}=193,347$ A	$I_{batE4}= 7,73$ A
E5	$I_{TE5}=272,514$ A	$I_{batE5}= 10,90$ A

Tabla 12.1.3F: "Corriente por batería para 30 paralelos" Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 30		
Escalón	I_{TE_n} [A]	I_{batEn} [A]
E1	$I_{TE1}=272,514$ A	$I_{batE1}= 9,08$ A
E2	$I_{TE2}=193,347$ A	$I_{batE2}= 6,44$ A
E3	$I_{TE3}=124,396$ A	$I_{batE3}= 4,15$ A
E4	$I_{TE4}=193,347$ A	$I_{batE4}= 6,44$ A
E5	$I_{TE5}=272,514$ A	$I_{batE5}= 9,08$ A

Con la corriente que circulará por cada cadena de baterías y el intervalo en horas “t_n” ya conocido de cada intervalo, se calcula ahora la cantidad de “Ah” parciales entregados por cada batería para cada escalón y el total de Ah utilizados de cada batería con la siguiente ecuación:

$$Ah \text{ Parciales} = t_n \times I_{batEn}$$

Tabla 12.1.3G: “Ah parciales para 20 paralelos” Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 20			
Escalón	Intervalo	I _{batEn} [A]	Ah parciales
E1	t ₁ = 5,43 h	I _{batE1} =13,63 A	73,99 Ah
E2	t ₂ = 1 h	I _{batE2} = 9,67 A	9,67 Ah
E3	T ₃ = 4 h	I _{batE3} = 6,22 A	24,88 Ah
E4	T ₄ = 0,5 h	I _{batE4} = 9,67 A	4,84 Ah
E5	T ₅ = 0,65 h	I _{batE5} = 13,53 A	8,86 Ah
Ah TOTALES UTILIZADOS			122,24 Ah

Tabla 12.1.3H: “Ah parciales para 25 paralelos” Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 25			
Escalón	Intervalo	I _{batEn} [A]	Ah parciales
E1	t ₁ = 5,43 h	I _{batE1} =10,90 A	59,19 Ah
E2	t ₂ = 1 h	I _{batE2} = 7,74 A	7,74 Ah
E3	T ₃ = 4 h	I _{batE3} = 4,98 A	19,91 Ah
E4	T ₄ = 0,5 h	I _{batE4} = 7,73 A	3,87 Ah
E5	T ₅ = 0,65 h	I _{batE5} = 10,90 A	7,09 Ah
Ah TOTALES UTILIZADOS			97,80 Ah

Tabla 12.1.3I: “Ah parciales para 30 paralelos” Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 30			
Escalón	Intervalo	I _{batEn} [A]	Ah parciales
E1	t ₁ = 5,43 h	I _{batE1} = 9,08 A	49,33 Ah
E2	t ₂ = 1 h	I _{batE2} = 6,45 A	6,45 Ah
E3	T ₃ = 4 h	I _{batE3} = 4,15 A	16,59 Ah
E4	T ₄ = 0,5 h	I _{batE4} = 6,44 A	3,23 Ah
E5	T ₅ = 0,65 h	I _{batE5} = 9,08 A	5,91 Ah
Ah TOTALES UTILIZADOS			81,51 Ah

Se observa comparando cada tabla que al aumentar la cantidad de cadenas de baterías en paralelo, disminuye la cantidad de “Ah” suministrados por cada batería, lo que significa que las mismas se descargan menos, pero el número final de baterías aumenta.

Por último, para saber cuántas cadenas se deben conectar en paralelo (20,25,30, etc.) se recalcula la capacidad final de la batería para cada caso y se compara los "Ah totales utilizados" calculados anteriormente, con los "Ah disponibles" de considerar que se descarga el 50% de la nueva capacidad de las baterías.

Para hallar el valor de la nueva capacidad final de la batería se siguen los pasos expuestos a continuación:

- a) Calcular los Ah finales con los valores de corriente y tiempo del "cuadro de descarga a corriente constante":

Tabla 12.1.3J: "Cuadro de descarga a corriente constante y Ah finales" Fuente: Fabricante

CUADRO DE DESCARGA A CORRIENTE CONSTANTE Y Ah FINALES												
HORAS	1	2	3	4	5	8	10	24	48	72	100	120
CORRIENTE [A]	122,8	73,9	51	41,8	34,2	23,6	20	8,92	4,75	3,33	2,5	2,15
AH TOTALES	122,8	147,8	153	167,2	171	188,8	200	214,08	228	239,76	250	258

*PARA VOLTAJE 1,8 V

- b) Calcular los Ah finales para cada escalón interpolando, ya que la corriente que entregará cada batería no figura exactamente en el cuadro anterior y luego obtener un promedio de la capacidad final en Ah para cada caso. Ejemplo de interpolación: si la corriente que circula por la batería es $I_{batE1}=10,90$ A, se debe obtener los Ah finales para este escalón interpolando entre los valores de 8,92 A (t=24 h) y 20 A (t=10 h) y sus respectivos valores de Ah totales del mismo cuadro, o sea:

$$Ah \text{ totales para } E_1 = 214,08 - \left[\frac{(214,08 - 200) \times (10,90 - 8,92)}{(20 - 8,92)} \right] \rightarrow Ah \text{ totales } E_1 = 211,56 \text{ Ah}$$

Los resultados obtenidos fueron:

Tabla 12.1.3K: "Ah finales para 20 cadenas de baterías en paralelo" Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 20		
Escalón	I_{batEn} [A]	Ah finales
E1	$I_{batE1}=13,63$ A	208,10 Ah
E2	$I_{batE2}= 9,67$ A	211,59 Ah
E3	$I_{batE3}= 6,22$ A	223,09 Ah
E4	$I_{batE4}= 9,67$ A	211,59 Ah
E5	$I_{batE5}= 13,53$ A	208,10 Ah
Ah final promedio		212,50 Ah

Tabla 12.1.3L: "Ah finales para 25 cadenas de baterías en paralelo" Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 25		
Escalón	I _{batEn} [A]	Ah finales
E1	I _{batE1} =10,90 A	211,56 Ah
E2	I _{batE2} = 7,74 A	218,04 Ah
E3	I _{batE3} = 4,98 A	227,25 Ah
E4	I _{batE4} = 7,73 A	218,04 Ah
E5	I _{batE5} = 10,90 A	211,56 Ah
Ah final promedio		217,30 Ah

Tabla 12.1.3M: "Ah finales para 30 cadenas de baterías en paralelo" Fuente: Propia

CADENAS EN PARALELO: 30		
Escalón	I _{batEn} [A]	Ah finales
E1	I _{batE1} =10,90 A	213,87 Ah
E2	I _{batE2} = 7,74 A	222,34 Ah
E3	I _{batE3} = 4,98 A	230,01 Ah
E4	I _{batE4} = 7,73 A	222,34 Ah
E5	I _{batE5} = 10,90 A	213,87 Ah
Ah final promedio		220,49 Ah

- c) Calcular los Ah disponibles de cada cadena y en cada caso, aplicando la siguiente ecuación:

$$Ah \text{ disponibles/cadena} = Ah \text{ final promedio (calculado)} \times DOD [\%] \times \eta_{bat}$$

Siendo DOD= 0,5 (profundidad de descarga del 50%) y $\eta_{bat}=0,9$ (rendimiento de la batería). Los resultados obtenidos fueron:

Tabla 12.1.3N: "Ah finales Disponibles" Fuente: Propia

Cadenas de bat. en paralelo	Ah finales promedio	Ah disponibles /cadena
20	212,50 Ah	95,63 Ah
25	217,30 Ah	97,79 Ah
30	220,49 Ah	99,22 Ah

- d) Por último se debe hacer la relación "R" de Ah disponibles sobre los Ah total utilizados y se debe elegir la cantidad de cadenas de baterías que hagan dicha relación lo más cercana a 1, ya que si es >1, el banco esta sobredimensionado y por el contrario si la relación es <1 el banco es chico. Los resultados son:

Tabla 12.1.3N: "Relación Ah disponibles /Ah utilizados" Fuente: Propia

Cadenas de bat. en paralelo	Ah disponibles /cadena	Ah totales utilizados/cadena	Relación Ah disponibles / Ah utilizados
20	95,63 Ah	122,24 Ah	R= 0,782
25	97,79 Ah	97,80 Ah	R= 0,999
30	99,22 Ah	81,51 Ah	R=1,217

Como se observa, la cantidad de cadenas de baterías en serie a conectar en paralelo apropiada es de 25 cadenas, ya que R es prácticamente 1, lo que quiere decir que la cantidad de Ah que entregará cada cadena es prácticamente igual a la requerida para que el conjunto de baterías pueda alimentar todas las luminarias.

Entonces el banco quedará conformado por un total de 100 baterías (25 cadenas en paralelo x 4 baterías cada cadena):

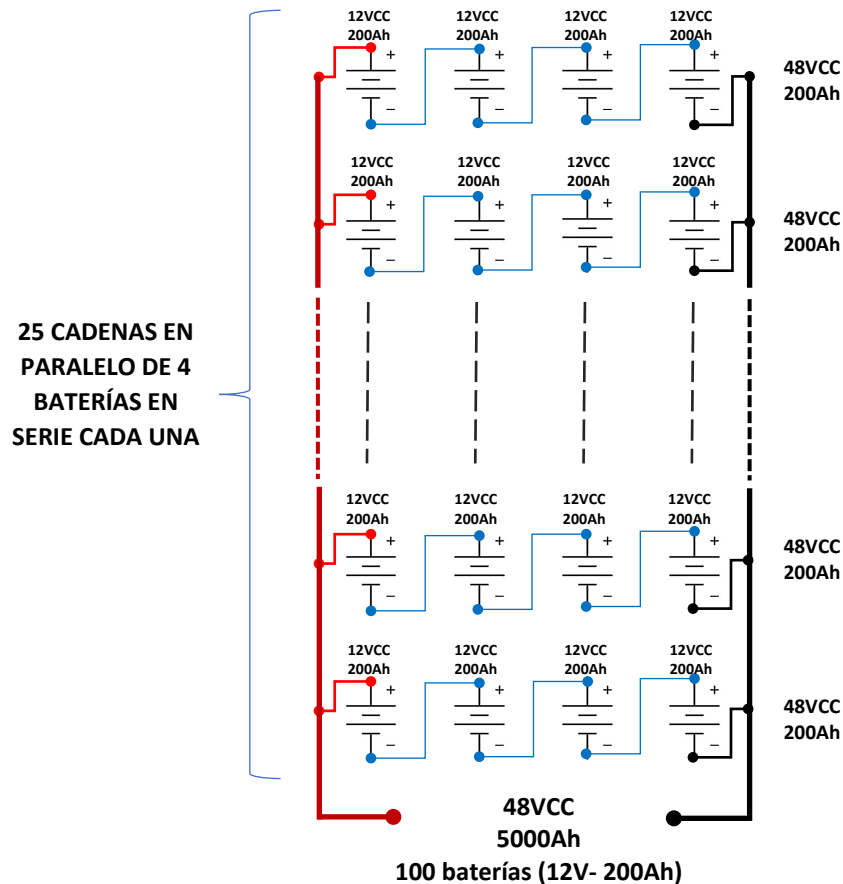


Imagen 12.1.3Ñ: "Composición del banco de baterías según Método N°2" Fuente: Propia

*NOTA: el paralelo de 25 cadenas no es técnicamente recomendado debido a que las baterías no tienen igual resistencia interna, lo que produce un fenómeno de degradación acelerado de las mismas e inclusive peligro de incendio en caso de no detectarse tal degradación. Lo recomendado por fabricantes de baterías, la experiencia y la bibliografía, es no sobrepasar los cuatro paralelos conectados a un mismo inversor/cargador, por lo tanto, de ser necesario crear un banco final con las 25 cadenas en paralelo como en este caso, se deberían dividir las mismas en no menos de 7 inversores/cargadores, conformando la instalación por ejemplo 4 inversores/cargadores con 4 paralelos (16 baterías en total cada uno) más 3 inversores/cargadores con 3 paralelos cada uno de ellos (12 baterías en total cada uno) lo que vuelve compleja la instalación a la vez que la encarece por tener mayor cantidad de inversores de menor potencia, conexiones, etc.

12.1.4 Conclusión del Análisis del sistema On-grid con acumulación: comparación de ambos métodos de cálculo.

En base a los datos obtenidos, se observa que existe una diferencia de 12 baterías más en el total de baterías del banco calculado con el método N°1 "general" con respecto al N°2, es decir, el banco estará sobredimensionado en un 12% (si se constituye basado en los resultados del método N°1). Si bien esto desde el punto de vista técnico sería factible, no lo es desde lo económico, ya que esto representa un aumento en el costo final (sólo en baterías) de aproximadamente \$2.939.430 (244.952 \$/bat x 12 bat con tipo de cambio 174,75\$/usd). Por lo tanto, en aplicaciones donde se tiene un consumo elevado, es decir, aquellos que requerirían bancos de baterías mayores conviene siempre dimensionar el banco analizando ambos métodos. En este caso, el método N°2 permite determinar que se puede tener una reducción de costos, pero lo normal es que este método demuestre que el banco dimensionado con el método N°1 "general" es insuficiente, por lo tanto en ese caso cobraría más importancia el resultado desde el punto de vista técnico porque resultaría un banco menor al requerido.

El resultado del estudio de ambos métodos en este caso en particular deja en evidencia un error conceptual que se refleja en todas las fuentes de información consultadas que explican el método N°1 de cálculo; resulta que al usar la ecuación para calcular la cantidad de paralelo de baterías (o cadena de baterías en serie conectadas en paralelo) según el método N°1, las fuentes mencionan que ha de utilizarse la capacidad nominal en "Ah" de las baterías, pero esto no necesariamente es correcto ya que en la ecuación para calcular la capacidad del banco se supone la carga distribuida de igual manera durante los días de autonomía considerados, que en este caso es un día, es decir, si toda la energía a suministrar se distribuyese a lo largo de por ejemplo un día, seguramente la corriente que deberá entregar el banco será menor respecto a si la energía se entregara en menos tiempo, por lo cual esto haría aumentar la capacidad que podría entregar cada batería, obteniéndose como resultado un banco de baterías menor al calculado por el método N°2.

Como conclusión de la aplicación de este tipo de sistema conectado a la red con acumulación para este proyecto se puede decir que no es factible desde el punto de vista económico. Esto se puede demostrar analizando el costo total del banco y su vida útil: el costo aproximado del banco (tomando como número final de baterías el resultado del método N°2, que es el menor posible, compuesto por 100 baterías) sería aproximadamente de \$24.495.200 (se puede seguir utilizando el banco hasta los 10 años aproximadamente, pero debido a la pérdida de capacidad de almacenamiento de las baterías, no es conveniente generar energía con los paneles fotovoltaicos si no se va a poder almacenar correctamente y además es técnicamente inseguro). Este monto de dinero sólo representa el costo de adquisición de las baterías, debiendo sumársele el costo de los paneles fotovoltaicos, estructura soporte (techo), elementos de protección, inversores/cargadores, luminarias, etcétera. Aún sin sumarle los costos de dichos elementos, el costo sólo del banco de baterías resulta irrecuperable desde el punto de vista de lo recaudado como consecuencia del ahorro energético, en otras palabras, el tiempo en años que se requieren para completar el

repago sólo del banco de baterías con el dinero ahorrado en concepto de pago de energía, supera ampliamente la vida útil de las baterías, es decir, quedan inutilizables aún sin cumplir el repago, por lo que se requiere un nuevo banco aun cuando el costo del anterior no se logró cubrir. El monto total de dinero ahorrado se demuestra más adelante en el presente trabajo cuando se analiza el dinero que actualmente se invierte en iluminar la vía en cuestión con las luminarias tradicionales.

Como se mencionó, no tiene sentido continuar con el cálculo de los demás elementos que componen el sistema si no es factible su aplicación desde lo económico, pero para que el proyecto no quede trunco, se propone como alternativa el análisis de un sistema ON-GRID (conexión a red sin respaldo de baterías) en vez de la aplicación de un sistema con acumulación para este proyecto, ya que este tipo de sistema, nos permite prescindir del banco de baterías y por lo tanto, reducir notablemente el costo inicial del mismo por lo que se puede analizar si la aplicación de esta nueva alternativa es o no factible económica y técnicamente.

13. Cálculo del Sistema ON-GRID

Para calcular la dimensión del sistema On-grid, en este caso en particular, se considerará que el mismo sea de una potencia tal que permita obtener el máximo ahorro económico referido a la compra de energía, es decir, lograr que el monto total anual en pesos en concepto de compra de energía eléctrica a la red debido al consumo de las luminarias sea igual al monto total anual en pesos en concepto de venta de energía a la red inyectada por el sistema fotovoltaico.

Como el precio de final de venta de energía por parte de la distribuidora es mayor que el precio a la que la misma la "compra" al usuario generador (debido a que en La Rioja se aplica el sistema de facturación neta para la generación distribuida según lo establece la Resolución de Generación Distribuida Provincial) para lograr el equilibrio entre el monto anual en pesos por la venta y por la compra de energía, la instalación debe inyectar a la red una mayor cantidad de energía que la que se consume.

El objetivo en principio es determinar cuánto más energía se debe inyectar a la red respecto a la que se consume para dimensionar la instalación.

Este porcentaje de sobredimensión de la instalación quedará supeditado a la diferencia entre el precio de compra-venta de energía.

El costo final de la energía (venta) que paga un usuario, se define a partir de tres componentes principales:

- El costo de adquisición de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM),
- El valor agregado de distribución (VAD) y
- Los tributos (IVA, provincial y municipal).

El MEM incluye el costo de generación y transporte de la energía en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), vinculando las distintas instalaciones de generación del país con los centros de consumo. Tanto el Ministerio de Energía de la

Nación como la Secretaría de Energía Eléctrica, son las autoridades de aplicación y a fin de cuentas son quienes definen trimestralmente los precios estacionales mayoristas de la electricidad en todo el país, como así también los subsidios, bonificaciones, etcétera.

En cuanto al VAD, está destinado a cubrir los costos de operación y mantenimiento de las distribuidoras provinciales, la gestión comercial y administrativa, y una parte importante para cubrir los costos de las inversiones necesarias en las redes eléctricas.

Este costo es establecido cada cinco años aproximadamente mediante un proceso que incluye la realización de audiencias públicas, donde además de la tarifa se ponen en discusión las condiciones técnicas y de calidad de la prestación del servicio.

La parte tributaria del costo de la tarifa incluye tanto el IVA (21%) como los impuestos provinciales.

Si se analiza el precio de compra de energía por parte de la distribuidora, es decir lo que percibe el usuario generador en concepto de inyección de energía a la red, el mismo está determinado por el método de retribución mencionado, es decir el de facturación neta, el cual reconoce el precio de inyección de energía del usuario generador igual al precio de la energía eléctrica en el MEM.

Como se menciona anteriormente, este precio es fijado trimestralmente por las autoridades correspondientes, es decir, se va modificando varias veces en el año y de igual modo también varían las tarifas, pero como el valor final de la tarifa se compone del costo de adquisición de la energía en el MEM sumado al VAD, existe una relación entre el precio en el MEM y las tarifas que se mantiene aproximadamente constante y esto permite calcular el porcentaje de sobredimensión en cuestión.

El componente VAD sumado a los impuestos en condiciones normales es aproximadamente el 50% de la tarifa final, quiere decir que el otro 50% corresponde al precio de adquisición de la energía en el MEM, por lo tanto, el precio de inyección es de la mitad del precio de la energía tomada de la red aproximadamente. Esto se puede observar también analizando tarifas de consumo e inyección de energía para otras jurisdicciones del país con el mismo método de facturación neta (ejemplo: EDENOR S.A. y EDESUR S.A., valores establecidos para estos por el ENRE ver: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/325000-329999/325542/res189> (E.N.R.E., 2021) ya que específicamente en la provincia de La Rioja las tarifas se encuentran en un proceso de corrección de la relación VAD y tarifa final, tendiendo a respetar la relación del 50% aproximadamente.

Por lo dicho, el porcentaje de sobredimensión de la instalación para lograr el objetivo de equilibrio en concepto de costo de energía (máximo ahorro), es del 100%, o sea que se deberá inyectar el doble de energía a la red respecto a la que consumen las luminarias. Estos datos servirán luego para el cálculo de la cantidad final de paneles fotovoltaicos que compondrán tal instalación.

14. Cálculo del Techo Solar para la Ciclovía

Los cuerpos humanos están diseñados para aprovechar el sol. La luz solar ayuda a mantener patrones de sueño, a que la piel produzca vitamina D, que es necesaria para la función normal de los huesos y la salud. Sin embargo, la luz del sol también puede causar daño.

La luz solar viaja a la Tierra como una mezcla de rayos u ondas visibles e invisibles. Las ondas largas, como las ondas de radio, son inofensivas para las personas. Sin embargo, las ondas más cortas, como la luz ultravioleta (UV), pueden causar problemas. Los rayos más largos de estas ondas UV que llegan a la superficie de la Tierra se llaman rayos UVA. Los más cortos se llaman rayos UVB.

Demasiada exposición a los rayos UVB puede producir quemaduras. Los rayos UVA pueden penetrar la piel más profundamente que los rayos UVB, pero, en todo caso, ambos pueden afectar la salud. Cuando los rayos UV invaden las células de la piel, alteran procesos delicados que afectan su crecimiento y apariencia y demasiada exposición al sol también puede aumentar el riesgo de cáncer de piel, ya que cuando la luz UV ingresa a las células de la piel, puede dañar el material genético (denominado ADN). (OMS, 2021)

Además del grave cáncer de piel, otros de los peligros de exponerse a la radiación solar, especialmente en los periodos en que la misma se ve incrementada, son: insolación, quemaduras o resequedad ocular, golpes de calor, etc.

Por lo mencionado, uno de los objetivos del presente trabajo es lograr que la sombra producida por la instalación fotovoltaica se proyecte sobre la ciclovía durante los periodos del año y horas del día donde la intensidad de radiación solar es mayor. Esto protegerá a las personas que circulan por la ciclovía de la exposición directa a la radiación solar, evitando en gran parte los daños que ella provoca.

Por lo general, y con motivo de reducir los costos de los soportes para los paneles fotovoltaicos, los mismo suelen ubicarse más bien cercanos al piso (cumpliendo obviamente con la inclinación necesaria) o en otros casos sobre estructuras elevadas que cumplen otra función como: techos de edificios, cubiertas de estacionamientos vehiculares, etc. En este caso en particular, no se dispone de una estructura elevada ya instalada en el lugar que sirva para colocar los paneles ni es lógico ubicarlos cercanos al suelo a los fines de utilizar estructuras prefabricadas, con lo cual se procede al cálculo de las dimensiones generales de la estructura del techo para la ciclovía donde se dispondrán los generadores fotovoltaicos.

14.1 Consideraciones previas para el cálculo de proyección de sombra

El ángulo de elevación solar (usado indistintamente como altitud) es la altura angular del sol en el cielo medido desde la horizontal. La altitud es de 0° a la salida del sol y 90° cuando el sol está directamente encima (lo que ocurre por ejemplo en

el ecuador en los equinoccios de primavera y otoño). Este ángulo de elevación varía a lo largo del día y también depende de la latitud del lugar y el día del año.

Un parámetro importante en el diseño de la estructura es el mencionado ángulo de elevación del sol y la trayectoria relativa que este describe, ya que al ser una estructura fija y cambiar la posición del sol, resulta que varía el lugar de la ciclovia donde se producirá sombra a lo largo del día y para diferentes periodos del año.

A los fines de simplificar el cálculo y el costo de la instalación se decide calcular una estructura que en conjunto con los paneles allí instalados proyecte sombra en un porcentaje mínimo del 50% de la ciclovia en los momentos del año y del día donde la radiación es mayor, es decir, se considera para el cálculo que la altitud solar es la correspondiente a los meses de primavera (del 21 de septiembre al 20 de diciembre) en los horarios de 10:00 h a 17:00 h y verano (del 21 de diciembre al 20 de marzo) en los horarios de 10:00 h a 18:00 h tomando los valores representativos de tales meses correspondientes al equinoccio de primavera (22 de septiembre) y el solsticio de verano (21 de diciembre).

Con las fechas y horarios fijados, se usarán las cartas solares que se muestran a continuación, (obtenidas con el programa "Sun path chart program" del "Laboratorio de Monitoreo de la Radiación Solar de la Universidad de Oregon de EE.UU." (Universidad de Oregon, 2022) correspondientes al lugar donde se ubicará la instalación para obtener los ángulos de elevación solar:

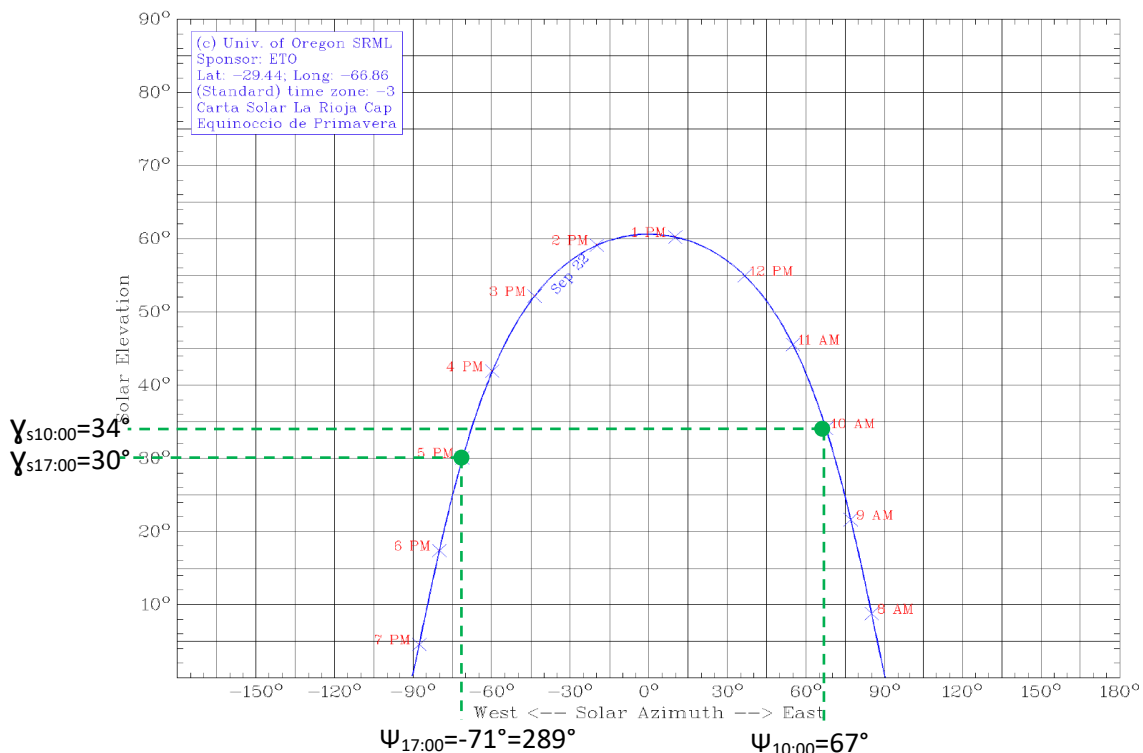


Imagen 14.1A: "Carta solar para el día 22 de septiembre de 2020 (Equinoccio de Primavera)" Fuente: (Universidad de Oregon, 2022) [adaptación]

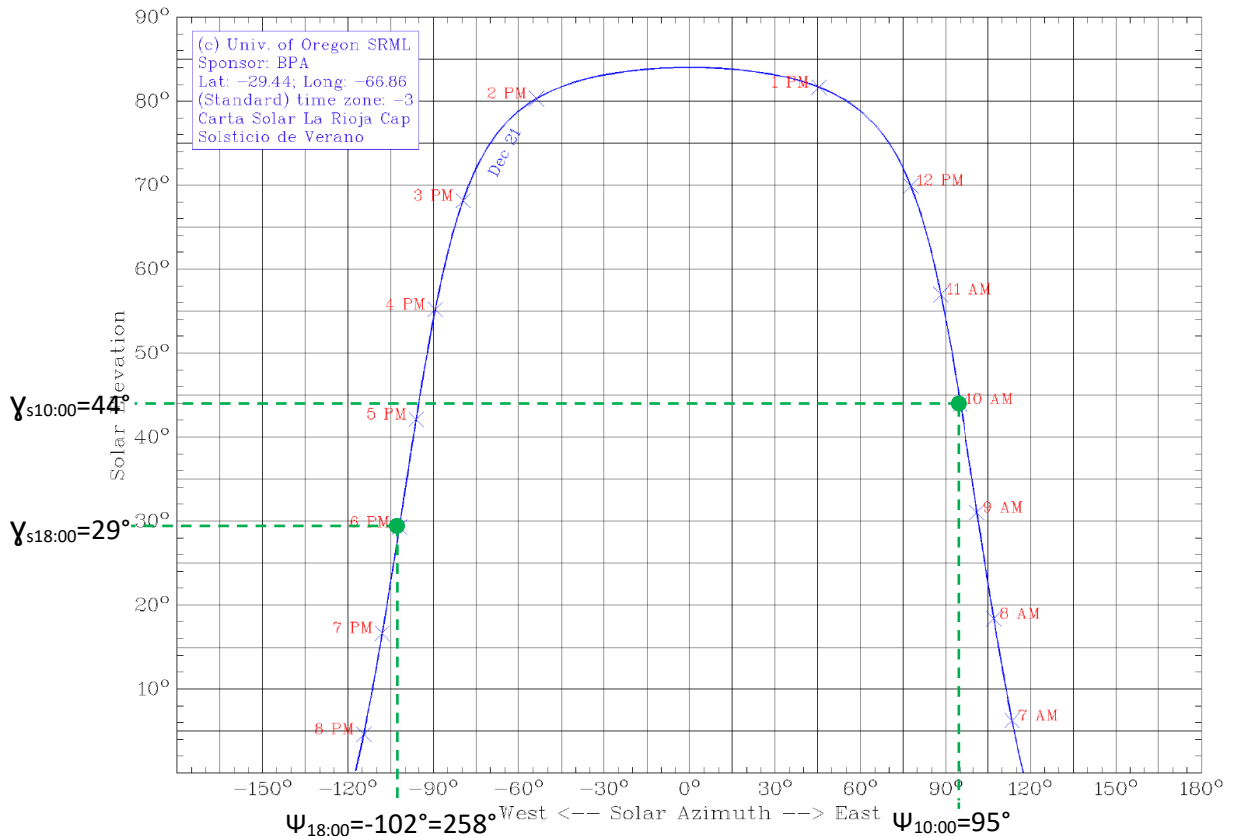


Imagen 14.1A: "Carta solar para el día 21 de diciembre de 2020 (Solsticio de Verano)"
Fuente: (Universidad de Oregon, 2022) [adaptación]

Los valores de elevación solar y acimut para los horarios y días mencionados son:

Tabla 14.1B: "Valores de Elevación solar y acimut" Fuente: Propia

DÍA	HORA	ELEVACIÓN SOLAR "γs"	ACIMUT "ψs"
EQUINOCCIO DE PRIMAVERA	10:00	34°	67°
	17:00	30°	-71°=289°
SOLSTICIO DE VERANO	10:00	44°	95°
	18:00	29°	-102°=258°

Como el eje longitudinal de la ciclovia tiene una dirección en ese tramo tal que sus extremos apuntan hacia el noreste a 84° y hacia el suroeste a 264°, es decir la perpendicular a dicho eje estaría orientada con un acimut de $\psi_c = -6^\circ = 354^\circ$, la situación más crítica para analizar la proyección de sombra, es la que se da en el solsticio de verano a las 18:00 horas, ya que se observa que el acimut del sol en ese momento es tal que los rayos solares impactan desde el lado más elevado del techo, por lo tanto la sombra tiende a desplazarse hacia el noreste y por lo tanto cubrir en menor medida la ciclovia. El siguiente gráfico ilustra la situación:

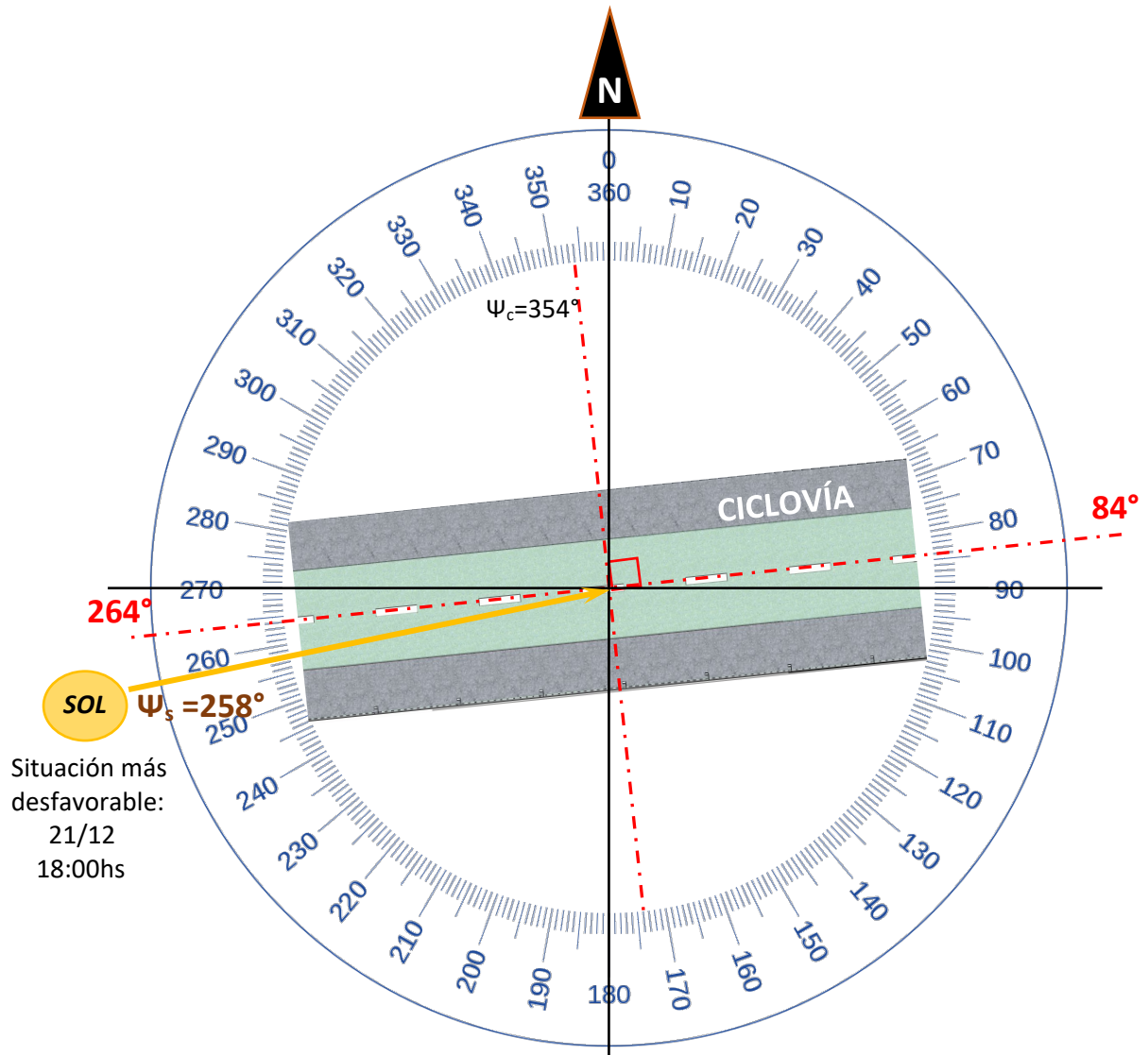


Imagen 14.1C: "Orientación de la ciclovia e ángulo de incidencia solar" Fuente: Propia

Otro punto a destacar es la altura mínima de la cubierta ya que al ser una ciclovia, dicha estructura no debe entorpecer el tránsito de personas que circularán por debajo de ella caminando o en bicicleta y al mismo tiempo no debe ser sobredimensionada ya que cuanto más elevada sea la estructura, mayores serán los costos y más tenderá a salirse de la ciclovia la sombra proyectada, lo que repercute en que tal estructura deba extenderse más en el eje transversal a la ciclovia (ancho). Esta altura mínima se considera en el borde norte indicado como "V" en el plano, el cual se corresponde con el fin del espacio pavimentado de la ciclovia y donde irán empotradas las columnas que soportarán la estructura y se tomó igual a 2 metros, pero además, como la parte inferior de los paneles puede alcanzar temperaturas elevadas, se sumará a la altura mencionada un metro más de separación, resultando la altura mínima final desde los paneles al borde norte de la superficie pavimentada de la ciclovia igual a $VV' = 3\text{m}$.

También, y a los fines de proteger la estructura del tránsito, se decidió que la estructura se encuentre alejada como mínimo $GS = 0,7m$ desde el borde interno del guardarraíl.

Por último, el ancho considerado para la estructura (en el plano que forman los paneles) será de $6,10m$, ya que permite ubicar 3 paneles verticales de $2m$ de largo cada uno o 6 paneles de $1m$ de ancho horizontalmente.

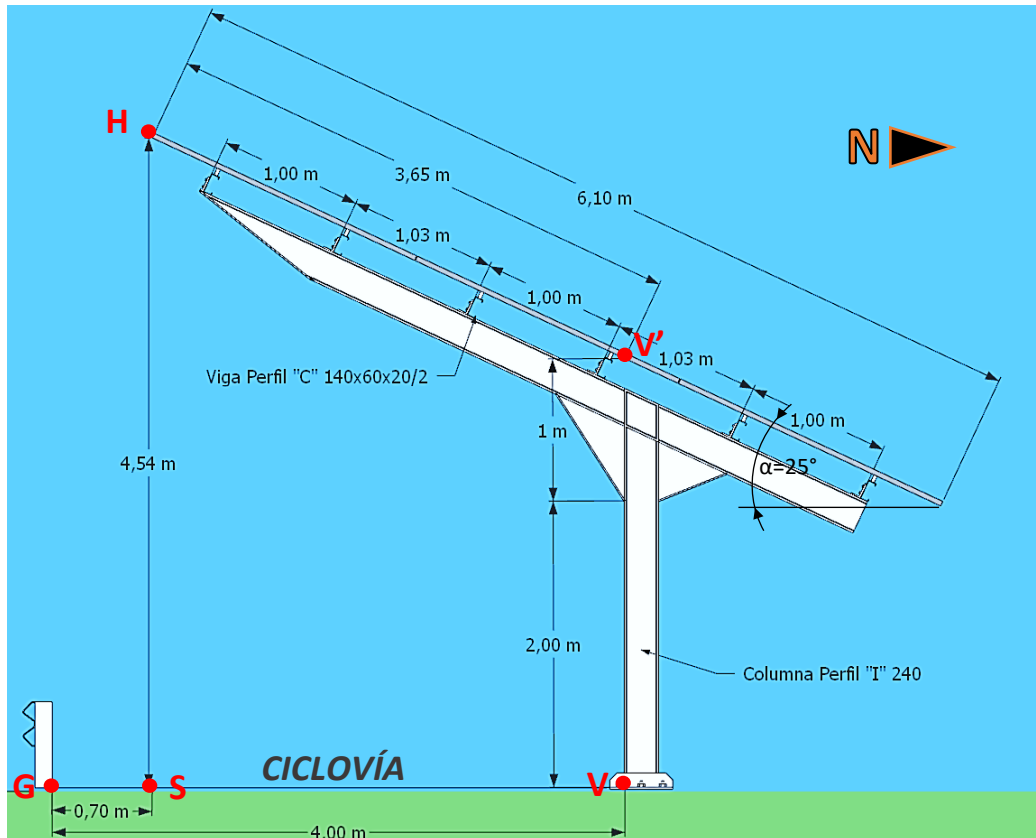


Imagen 14.1D: "Vista Lateral acotada de la estructura " Fuente: Propia

Fijada la ubicación de las columnas, la altura VV' y conociendo el ancho de la ciclovía, es importante conocer la altura total de la estructura HS ya que es útil para el cálculo de la proyección de la sombra; se obtiene haciendo:

$$HS = VV' + \tan(\alpha) \times (GV - GS) = 3m + \tan(25^\circ) \times (4m - 0,7m)$$

$$HS = 4,54m$$

14.2 Cálculo de la proyección de sombra

Para comprobar si las dimensiones dadas a la estructura permiten cumplir con los requisitos de sombra proyectada sobre la ciclovía, se procede atento a los siguientes datos, a calcular un punto de proyección de sombra que sea representativo de toda la superficie sombreada. Este punto de sombra es el punto "O" que representa la sombra proyectada desde el punto "H" del techo. Como se considera que los rayos

solares llegan de manera paralela a la tierra, y como el borde elevado del techo al cual pertenece el punto H se encuentra también paralelo a la ciclovía, con sólo calcular el punto de proyección O, se puede considerar que todo el borde del techo proyectará sombra que comenzará paralela al eje de la ciclovía, hacia el noreste (considerando el día y horario más desfavorable mencionado). Lo dicho queda graficado de manera simplificada a continuación:

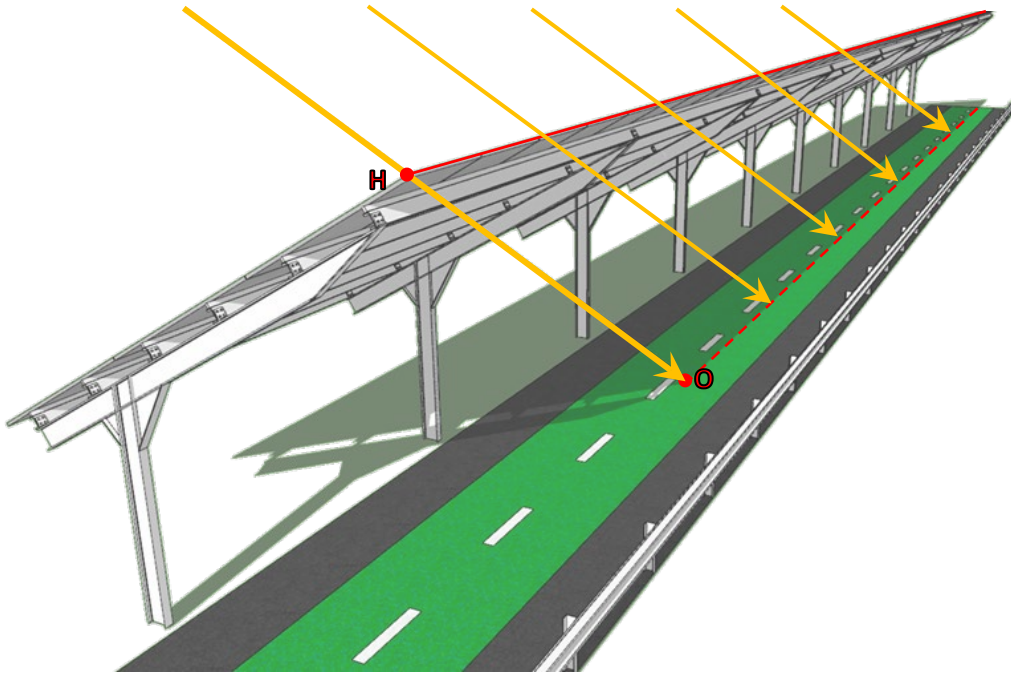


Imagen 14.2A: "Representación de rayos solares paralelos" Fuente: Propia

Entonces, con los siguientes datos se procede al cálculo de proyección de la sombra:

- Ancho de la estructura en el plano de los paneles: $P = 6,10$ m (esto equivale al espacio ocupado por los paneles más el espacio de separación necesario para fijarlos, luego se muestran detalles de los mismos).
- Inclinación de la cubierta: $\alpha = 25^\circ$ (según los datos, es el ángulo óptimo anual para sistemas fotovoltaicos ubicados donde se colocará la estructura).
- Altura mínima dentro del espacio de la ciclovía: $VV' = 3$ m (corresponde a la altura que tendrán las columnas ubicadas en el lado norte de la estructura).
- Altitud solar: $\gamma_s = 29^\circ$ (altitud solar más desfavorable considerada; se corresponde con la elevación del sol el día 21 de diciembre a las 18:00h).
- Separación de la cubierta respecto al guardarraíl: $GA = 0,7$ m (por protección de la estructura respecto del tránsito, esta medida considerada es desde el borde interior del guardarraíl ya que desde el lado externo del mismo hasta el borde de paneles la distancia perpendicular es de aproximadamente 1m).
- Sombra en el espacio de la ciclovía: 50% considerando la proyección de sombra paralela al eje de la ciclovía y el ancho total de la misma, es decir desde el guardarraíl hasta donde irán instaladas las columnas del techo solar.

A continuación, se muestra un gráfico simplificado de la ciclovía y estructura para poder indicar referencias, analizar y luego poder realizar los cálculos:

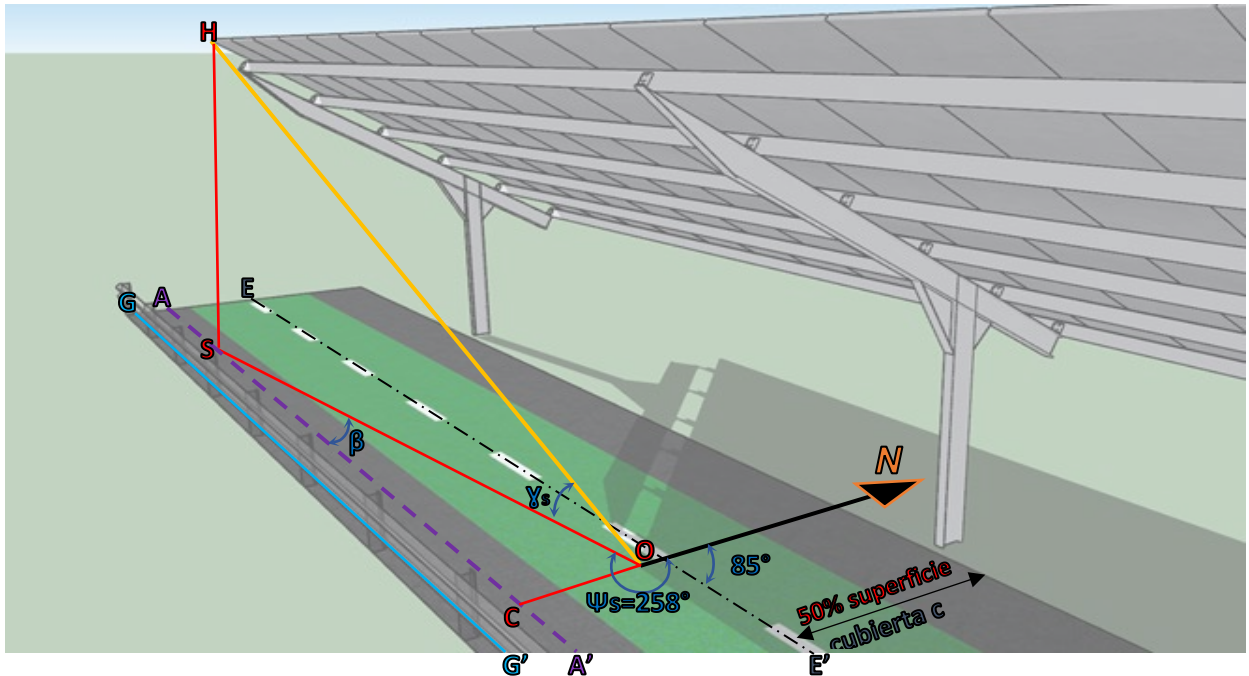


Imagen 14.2B: "Estudio de Proyeccion de sombra" Fuente: Propia

Referencias:

- **Línea eje EE'**: eje central de la ciclovía.
- **Línea continua naranja**: Rayo de sol que se proyecta según el ángulo más desfavorable mencionado $\gamma_s=29^\circ$ y que impacta en un punto de la ciclovía. Ese punto servirá para comprobar si se cumple o no de que la sombra se proyecta por lo menos en un 50% de la ciclovía.
- **Línea continua G-G'**: línea interna del guardarraíl.
- **Línea de trazo violeta AA'**: representa la unión entre el plano vertical que pasa por el borde de los paneles y el plano de la ciclovía. La distancia entre AA' y GG' es la distancia de seguridad entre la calzada y los paneles y mide 0,7m según se mencionó.
- **HS**: Altura máxima del techo.
- **OC**: distancia perpendicular entre el plano de seguridad AA' y el primer punto de sombra O.

Para saber si la sombra se proyecta por lo menos en un 50% se la superficie de la ciclovía, se debe cumplir que OC debe ser menor o igual que la distancia entre AA' y EE', o lo que es lo mismo:

$$OC \leq \frac{\text{ancho ciclovía}}{2} - GA$$

$$OC \leq \frac{4 [m]}{2} - (0,7 + 0,12) [m]$$

$$OC \leq 1,18 [m]$$

El valor de OC se obtiene como sigue:

$$\tan \gamma_s = \frac{HS}{OS} \therefore OS = \frac{HS}{\tan \gamma_s} = \frac{4,54 [m]}{\tan 29^\circ} \rightarrow OS = 8,19 m$$

$$\beta = (84^\circ + 180^\circ) - \Psi_s = 264^\circ - 258^\circ \rightarrow \beta = 6^\circ$$

$$\text{sen } \beta = \frac{OC}{OS} \therefore OC = \text{sen } \beta \times OS = \text{sen } 6^\circ \times 8,19 m$$

$$OC = 0,85 m$$

Por lo tanto, como $OC=0,8m < 1,3m$ se puede concluir que la sombra proyectada en la situación más desfavorable es mayor al 50% estipulado, con lo cual las dimensiones adoptadas en principio son correctas. De no cumplirse lo anterior, se debía decidir si se cambiaba la inclinación del techo a un ángulo menor a los 25° óptimos, lo que disminuye la altura máxima de la instalación favoreciendo a que no se desvíe demasiado la sombra hacia el norte, esto en desmedro del rendimiento de la instalación habida cuenta que disminuye la captación de radiación solar o si se optaba por privilegiar la captación solar a costo de una menor área sombreada.

Por último, mediante el soporte de un software de diseños de arquitectura (SketchUp 2020) se procedió a analizar la sombra proyectada para los cuatro momentos del año más representativos mencionados y así poder demostrar fácil y rápidamente que si cumple para la situación más desfavorable (calculada) cumple para las demás, además de permitir mostrar gráficamente la manera en que se proyectará la ciclovía. Claro está que además de dibujarse la estructura del techo con las dimensiones a escala, también se la orientó y se la ubicó geográficamente. A continuación se observan los resultados obtenidos:

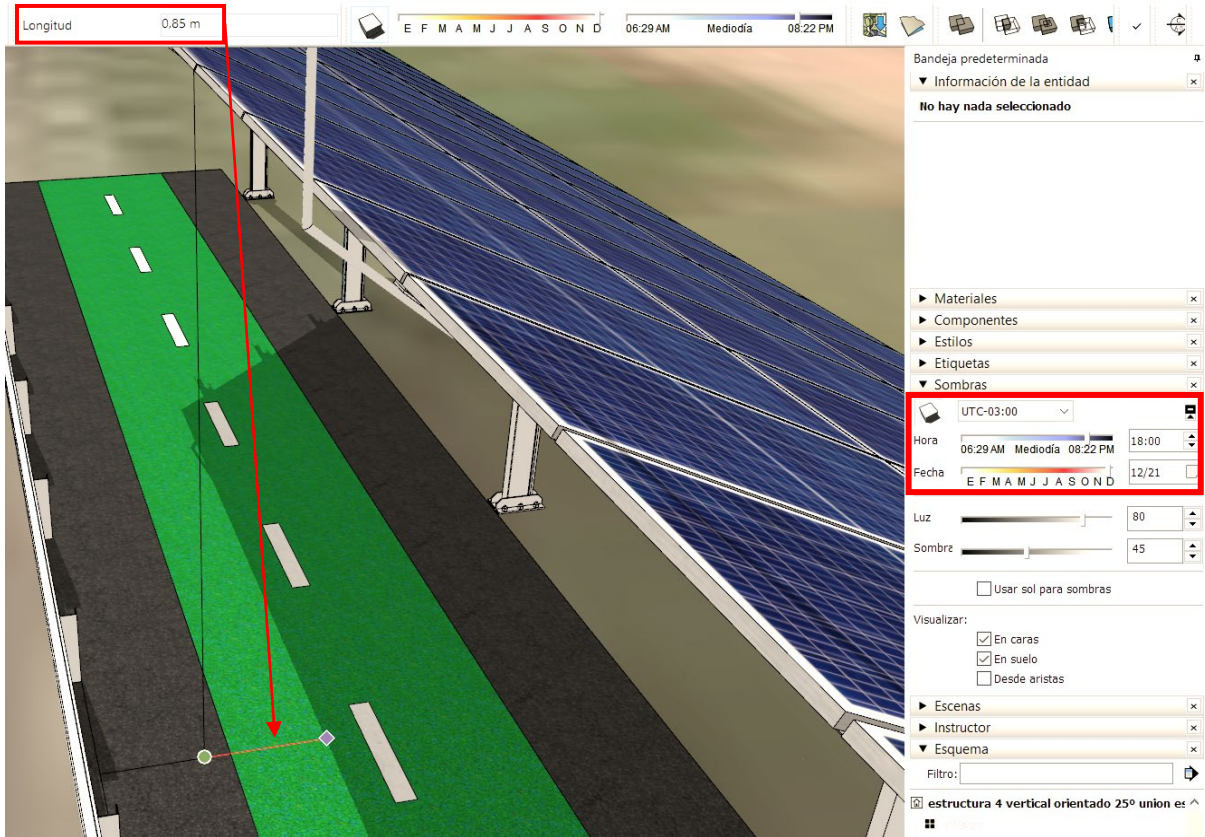


Imagen 14.2C: "Comprobación de distancia calculada/Impacto de la sombra en la ciclovia a las 18:00h del solsticio de verano " Fuente: Propia

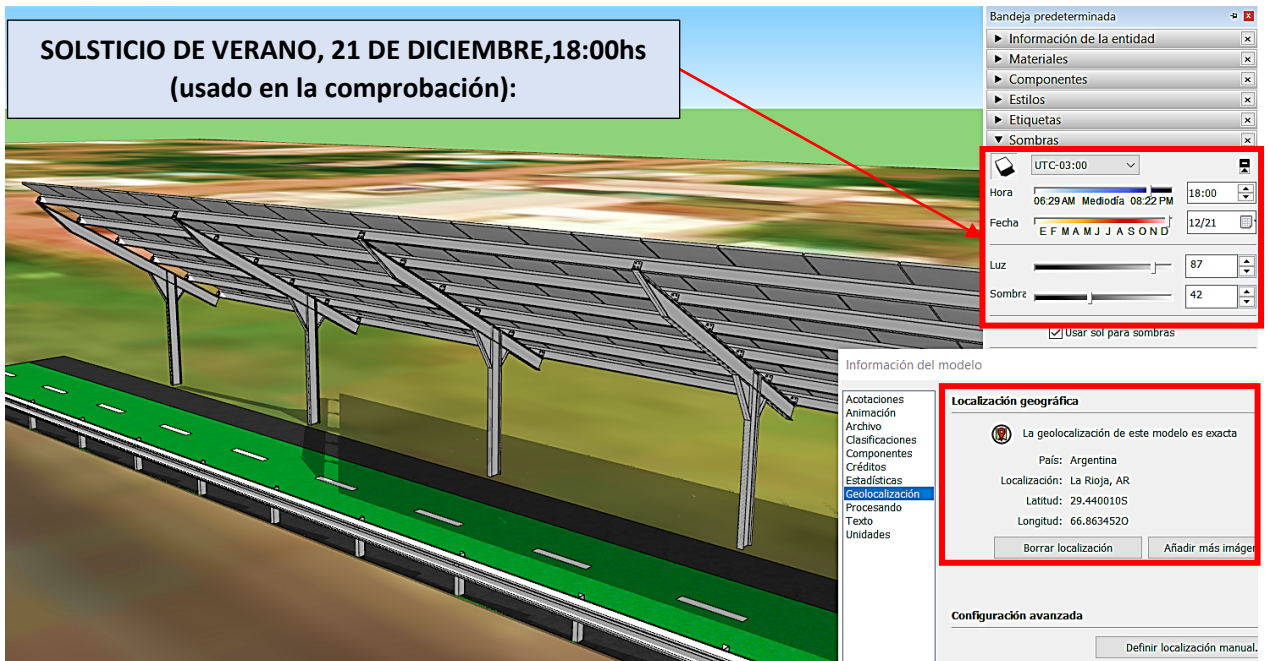


Imagen 14.2D: "Impacto de la sombra en la ciclovia a las 18:00h del solsticio de verano " Fuente: Propia

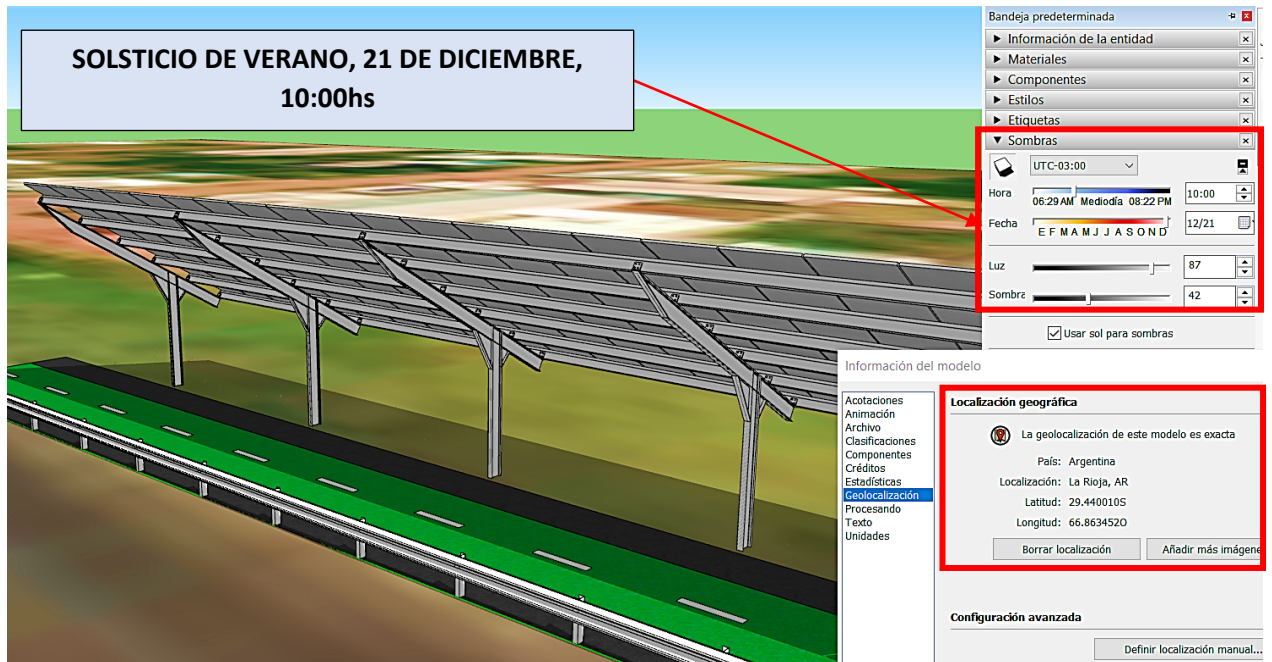


Imagen 14.2E: "Impacto de la sombra en la ciclovia a las 10:00h del solsticio de verano"
Fuente: Propia

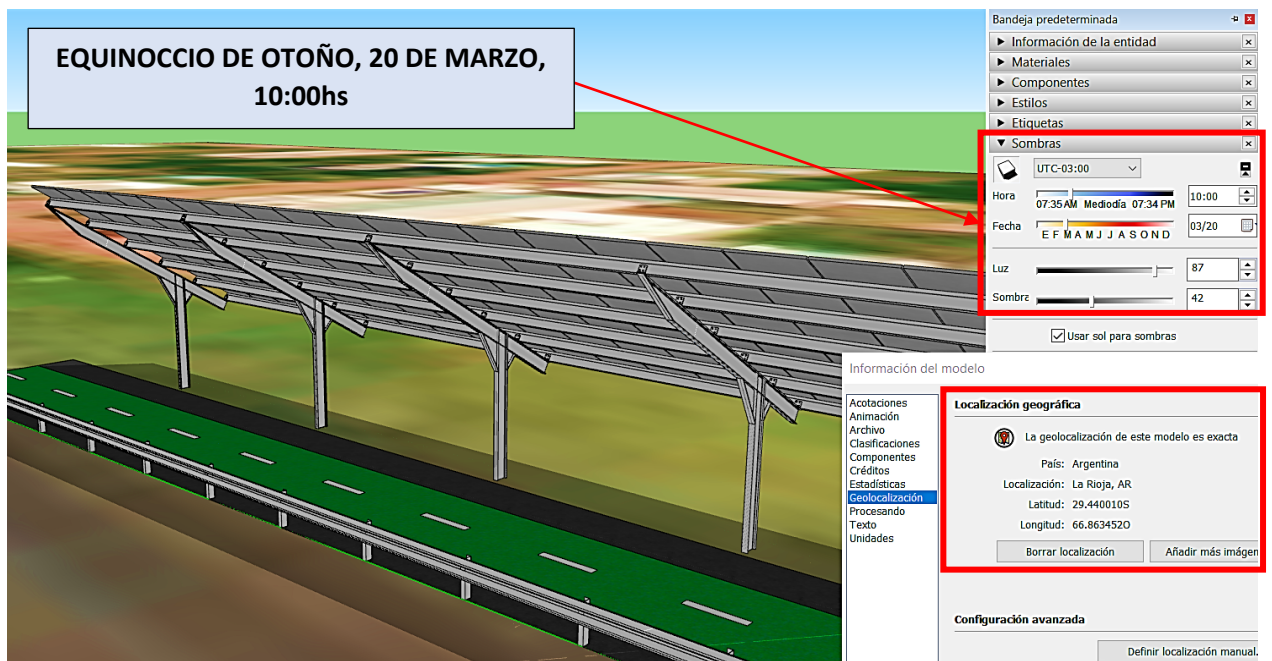


Imagen 14.2F: "Impacto de la sombra en la ciclovia a las 10:00h del Equinoccio de otoño"
Fuente: Propia

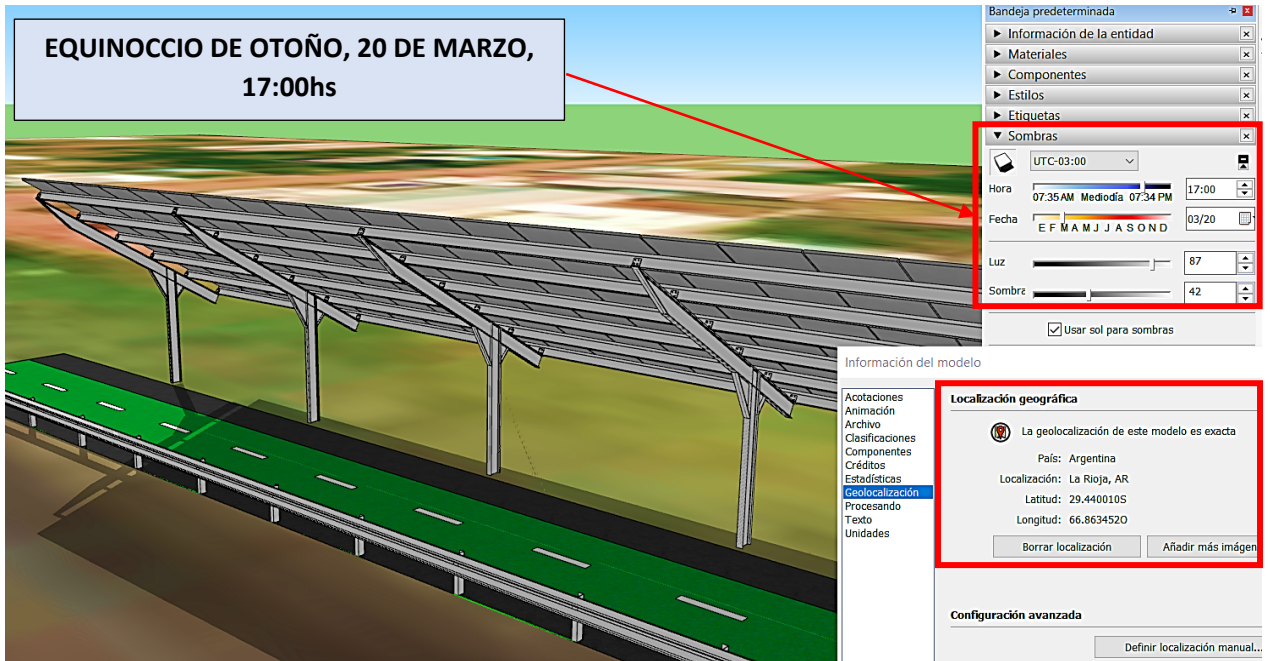


Imagen 14.2G: "Impacto de la sombra en la ciclovia a las 17:00h del Equinoccio de otoño" Fuente: Propia

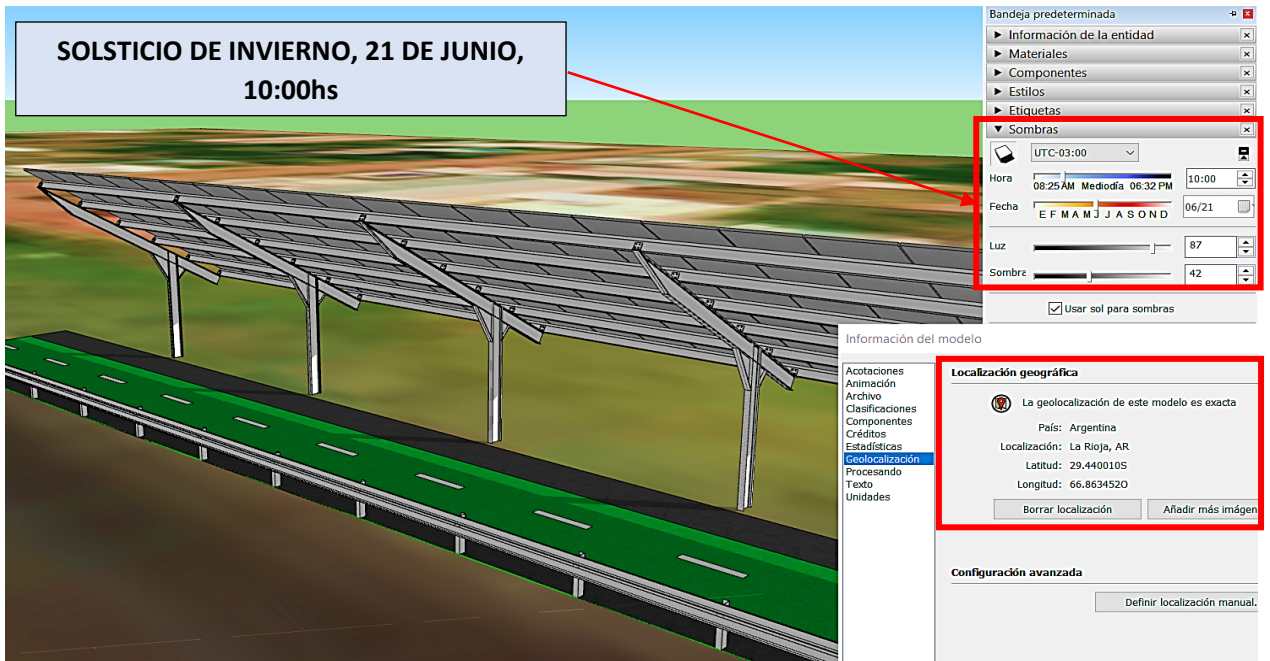


Imagen 14.2H: "Impacto de la sombra en la ciclovia a las 10:00h del Solsticio de Invierno" Fuente: Propia

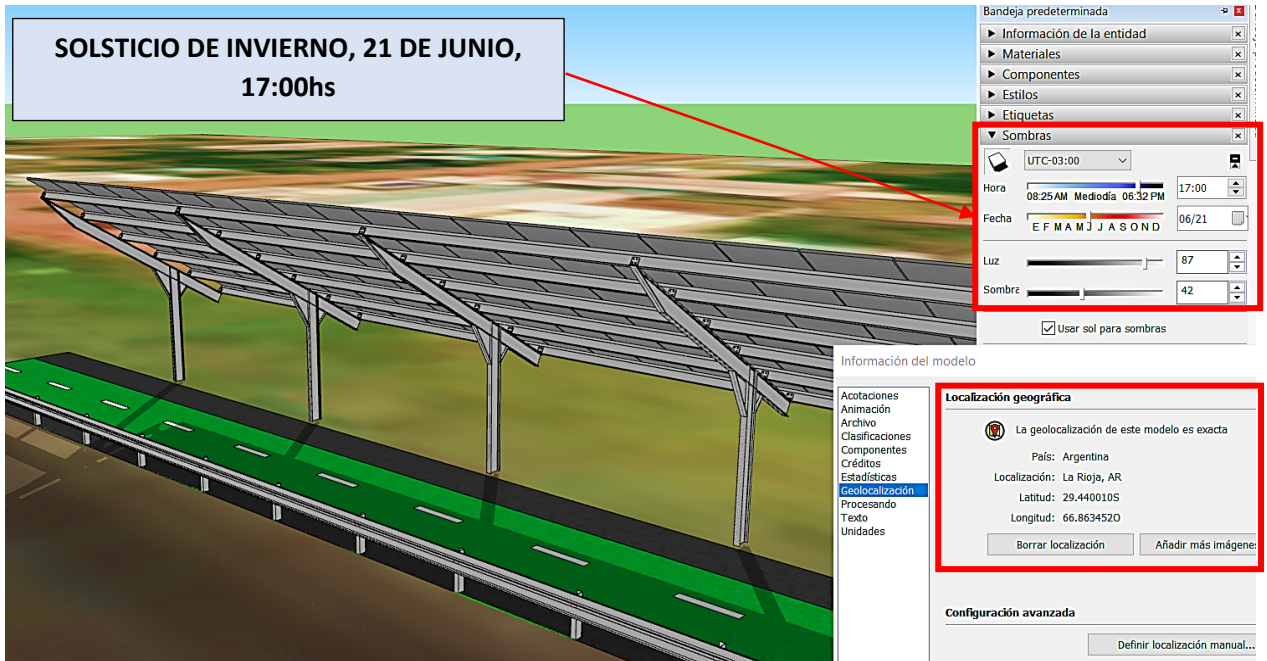


Imagen 14.2I: "Impacto de la sombra en la ciclovía a las 17:00h del Solsticio de Invierno"
Fuente: Propia

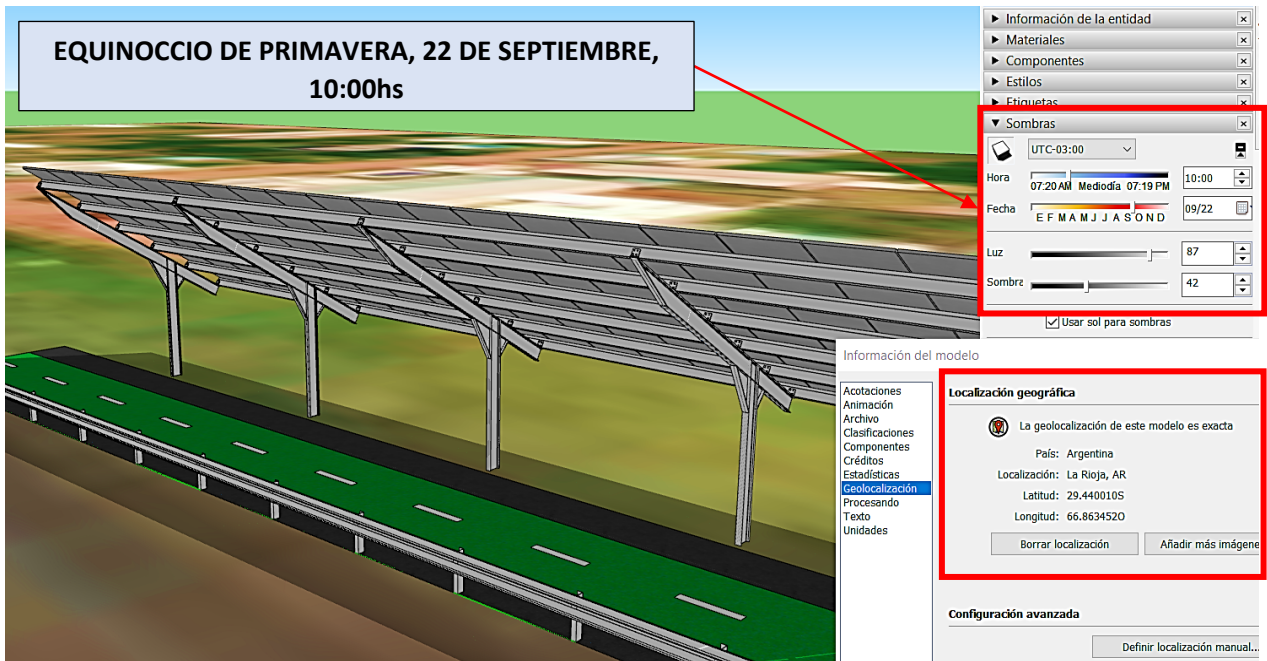


Imagen 14.2J: "Impacto de la sombra en la ciclovía a las 10:00h del Equinoccio de Primavera"
Fuente: Propia

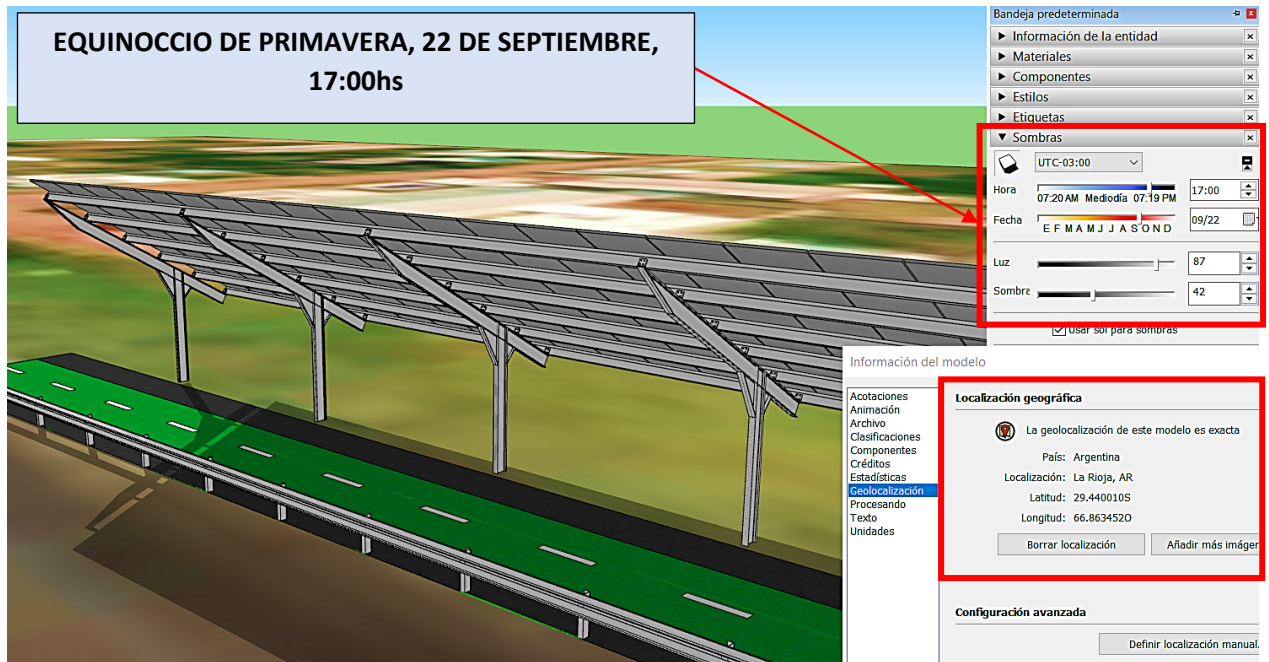


Imagen 14.2K: "Impacto de la sombra en la ciclovia a las 17:00h del Equinoccio de Primavera" Fuente: Propia

*Nota: cercano al lugar de emplazamiento de la instalación en cuestión (aproximadamente a 10km), se encuentra una cadena montañosa de altura variable y conformación irregular, que tiende a anticipar la puesta del sol, esto quiere decir que bloquea la radiación solar directa y para las últimas horas de la tarde proyecta su sombra sobre la instalación. Por lo dicho, es probable que la situación más desfavorable mencionada (solsticio de verano) no se alcance, pero como el cálculo de la proyección de la sombra de la cadena montañosa es extremadamente compleja (debido a la variación de la trayectoria relativa solar y debido también a la irregularidad de la cadena montañosa), se procedió a comprobar de igual manera para dicha situación. En otras palabras: como se demostró que se cumple el porcentaje de superficie sombreada estipulada, va cumplir aún más si se considera el ocultamiento del sol anticipado debido a la cadena montañosa.

Se han definido las dimensiones de la estructura (ancho, inclinación y altura del techo) para poder cumplir las condiciones de sombreado de la ciclovia, pero resta analizar la extensión longitudinal de la misma. Tal dimensión surge de en función de la cantidad de paneles que sea necesario instalar, su forma de instalación (horizontal o vertical) y de las medidas de los mismos, por lo cual, luego de que se defina lo dicho, se obtendrá el largo del techo.

15. Selección de Paneles

Los módulos fotovoltaicos seleccionados son de la marca TRINASOLAR, y se eligieron porque poseen las certificaciones pertinentes (Ej.: TIER1), tienen un precio competitivo respecto a modelos similares de otras marcas, sumado a que se comercializan en pallets de 30 unidades a un costo menor aún y además porque este modelo en particular es un producto que cuenta con mejoras tecnológicas respecto a los tradicionales, ya que son del tipo "media celda", los cuales tienen un mayor rendimiento para la misma superficie y no se ve tan perjudicado su rendimiento como consecuencia de sombras o suciedad.

A continuación se presentan todas las características de los módulos y también las consideraciones de montaje.

15.1.1 Datos mecánicos del módulo fotovoltaico:

*Medidas expresadas en milímetros

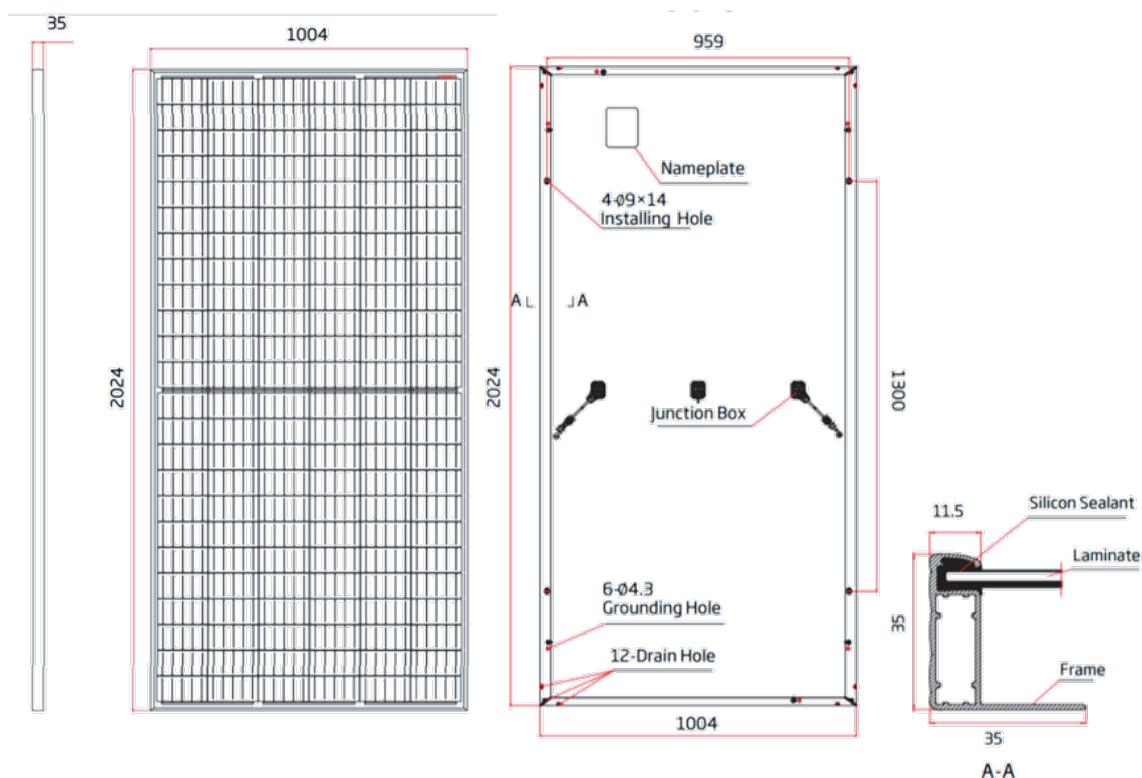


Imagen 15.1.1A: "Dimensiones del Panel Fotovoltaico" Fuente: Trina Solar (Fabricante)

Celdas solares	Policristalino 156.75 x 156.75 mm (6 pulgadas)
Distribución de celdas	144 celdas (6 x 24)

Dimensiones del módulo	2024 × 1004 × 35 mm
Peso	22.8 kg
Vidrio	3.2 mm, Alta transmisión, AR Vidrio templado recubierto
Material Encapsulante	EVA
Capa Trasera	Blanca
Marco	35mm. Aleación de aluminio anodizado.
Caja de conexiones	IP 68 nominal
Cables	Cable de tecnología fotovoltaica 4.0mm² N:145mm P: 285mm (O. Vertical) N:1400mm P: 1400mm (O. Horizontal)
Conector	MC4 EVO2/TS4
Clasificación de incendio	Tipo 1 / Tipo 2

Tabla 15.1.1B: "Características generales del Panel Fotovoltaico" Fuente: Trina Solar (Fabricante)

15.1.2 Datos eléctricos

Tabla 15.1.2A: "Características eléctricas STC del Panel Fotovoltaico" Fuente: Trina Solar (Fabricante)

STC (Standard Test Condition)	
Potencia nominal- P_{MÁX} [Wp]*	345 W
Tolerancia de potencia nominal- P_{MÁX} [W]	+5 (tolerancia positiva)
Voltaje en el punto máximo-V_{MPP} [V]	37.7 V
Corriente máxima-I_{MPP} [A]	9,15 A
Voltaje en circuito abierto-V_{OC} [V]	46,4 V
Corriente en cortocircuito-I_{SC} [A]	9.62 A
Eficiencia del módulo η_m [%]	17,0

STC: Irradiancia 1000W/m², Temperatura de celda 25°C, Masa de aire AM1.5.

*Tolerancia de prueba: ±3%.

Tabla 15.1.2B: "Características eléctricas NOTC del Panel Fotovoltaico" Fuente: Trina Solar (Fabricante)

NOTC (Normal Operation Cell Temperature)	
Potencia máxima-P_{MÁX} [Wp]	261 W
Voltaje de Máxima Potencia -V_{MPP} [V]	35,7 V
Corriente máxima-I_{MPP} [A]	7,31 A
Voltaje en circuito abierto-V_{OC} [V]	43,7 V
Corriente de cortocircuito-I_{SC} [A]	7,76 A

NOCT: Irradiancia at 800W/m², Temperatura ambiente 20°C, Velocidad de viento 1m/s.

15.1.3 Límites de Temperatura:

Tabla 15.1.3A: "Límites de Temperatura del Panel Fotovoltaico" Fuente: Trina Solar (Fabricante)

NOCT (Temperatura de operación nominal de celda)	41°C (±3°C)
Coefficiente de Temperatura $P_{MÁX}$	- 0.38%/°C
Coefficiente de Temperatura V_{oc}	- 0.31%/°C
Coefficiente de Temperatura I_{sc}	0.05%/°C

15.1.4 Límites Operativos:

Tabla 15.1.3A: "Límites de Operativos del Panel Fotovoltaico" Fuente: Trina Solar (Fabricante)

Temperatura de operación	-40°C a +85°C
Voltaje máximo del sistema	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible	20A

16. Evaluación del Recurso Solar

Para poder determinar el número de PF y consecuentemente la energía eléctrica producida por la instalación, se necesita conocer el recurso solar disponible en la zona donde se emplazará la misma. Las referencias geográficas del lugar son:

- **Coordenadas:** correspondientes al centro del tramo considerado, lugar del medidor bidireccional, son: (coord. grados decimales) Lat.: -29.439979, Long: -66.863371 o (coord. angulares) Lat.: 29°26'23.9"S, Long: 66°51'48.1"W
- **Localidad:** La Rioja (capital), La Rioja, Argentina.

Con todo lo expuesto en el presente trabajo referido a recurso solar y la forma de obtener sus valores, se confeccionaron las siguientes tablas de irradiación según la fuente y para el lugar en cuestión:

1. Fuente: “**Atlas de Energía Solar de la República Argentina**”, (Reghini H. G.-R., 2007)

Tabla 16A: “Irradiación global diaria para una superficie sin inclinación” Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007) [adaptación]

PERIODO	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. SIN INCLINACION (0°)	
Enero	5,5	kWh/m2 día
Febrero	5,5	kWh/m2 día
Marzo	4,5	kWh/m2 día
Abril	4	kWh/m2 día
Mayo	3	kWh/m2 día
Junio	2,5	kWh/m2 día
Julio	3	kWh/m2 día
Agosto	3,5	kWh/m2 día
Septiembre	4,5	kWh/m2 día
Octubre	4,5	kWh/m2 día
Noviembre	5,5	kWh/m2 día
Diciembre	6	kWh/m2 día
Anual	4,34	kWh/m2 día

Tablas de transposición para diferentes orientaciones e inclinaciones:

Tabla 16B: “Coeficientes de transposición para diferentes orientaciones e inclinaciones”
Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007)

LA RIOJA

TABLA 1 - R = R_p/R Latitud = 29°23' Localidad : La Rioja Aero Provincia : La Rioja
Acimut = +0°

α	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	0,99	1,00	1,01	1,03	1,06	1,07	1,07	1,05	1,02	1,00	0,99	0,99	1,02
10	0,99	1,00	1,03	1,07	1,13	1,15	1,14	1,09	1,05	1,01	0,99	0,98	1,05
15	0,97	1,00	1,04	1,10	1,19	1,21	1,20	1,14	1,07	1,01	0,98	0,97	1,07
20	0,96	0,99	1,04	1,12	1,24	1,27	1,26	1,17	1,08	1,00	0,96	0,95	1,09
25	0,93	0,98	1,04	1,14	1,28	1,33	1,31	1,20	1,09	0,99	0,95	0,93	1,10
30	0,91	0,96	1,03	1,15	1,32	1,37	1,35	1,22	1,09	0,96	0,92	0,90	1,10
35	0,88	0,93	1,02	1,16	1,35	1,41	1,38	1,24	1,09	0,96	0,89	0,87	1,10
40	0,84	0,91	1,01	1,15	1,37	1,44	1,41	1,25	1,08	0,94	0,86	0,84	1,09
45	0,81	0,88	0,98	1,15	1,38	1,46	1,42	1,26	1,06	0,91	0,83	0,80	1,08
50	0,77	0,84	0,96	1,13	1,39	1,47	1,43	1,24	1,04	0,87	0,79	0,76	1,06
55	0,72	0,80	0,92	1,11	1,38	1,47	1,43	1,23	1,01	0,84	0,75	0,71	1,03
60	0,68	0,76	0,89	1,09	1,37	1,47	1,42	1,21	0,98	0,79	0,70	0,67	1,00
65	0,63	0,71	0,85	1,05	1,35	1,45	1,40	1,18	0,94	0,75	0,65	0,62	0,97
70	0,58	0,67	0,80	1,02	1,32	1,43	1,38	1,14	0,90	0,70	0,61	0,57	0,93
75	0,53	0,62	0,75	0,97	1,28	1,39	1,34	1,10	0,85	0,65	0,56	0,52	0,88
80	0,48	0,56	0,70	0,93	1,24	1,35	1,30	1,06	0,80	0,60	0,50	0,48	0,83
85	0,43	0,51	0,65	0,87	1,19	1,30	1,25	1,00	0,74	0,54	0,45	0,43	0,78
90	0,38	0,46	0,59	0,82	1,13	1,25	1,19	0,94	0,68	0,49	0,40	0,38	0,73

Como la superficie donde se ubicarán los módulos fotovoltaicos tiene una inclinación de 25°, se extrajeron los valores indicados en la tabla 1, los cuales se usarán para afectar los valores de irradiación para superficies sin inclinación hallados anteriormente y también los de las demás fuentes:

Tabla 16C: "Coeficientes de transposición para 25° de inclinación de paneles" Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007)

INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS: $\alpha=25^\circ$	
PERIODO	COEFICIENTE
Enero	0,93
Febrero	0,98
Marzo	1,04
Abril	1,14
Mayo	1,28
Junio	1,33
Julio	1,31
Agosto	1,20
Septiembre	1,09
Octubre	0,96
Noviembre	0,92
Diciembre	0,9
Anual	1,1

Por lo tanto, multiplicando los valores de irradiación global diaria sobre superficies sin inclinación por los coeficientes respectivos a cada periodo, se obtienen los valores de irradiación global diaria sobre el plano inclinado, en este caso a 25°:

Tabla 16D: "Irradiación Global sobre paneles inclinados a 25°" Fuente: (Reghini H. G.-R., 2007) [Adaptación]

PERIODO	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. SIN INCLINACION (0°)	COEFICIENTE	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. INCLINADA A 25°
Enero	5,5	0,93	5,12 kWh/m2 día
Febrero	5,5	0,98	5,39 kWh/m2 día
Marzo	4,5	1,04	4,68 kWh/m2 día
Abril	4	1,14	4,56 kWh/m2 día
Mayo	3	1,28	3,84 kWh/m2 día
Junio	2,5	1,33	3,33 kWh/m2 día
Julio	3	1,31	3,93 kWh/m2 día
Agosto	3,5	1,20	4,20 kWh/m2 día
Septiembre	4,5	1,09	4,91 kWh/m2 día
Octubre	4,5	0,96	4,32 kWh/m2 día
Noviembre	5,5	0,92	5,06 kWh/m2 día
Diciembre	6	0,9	5,40 kWh/m2 día
Anual	4,34	1,1	4,77 kWh/m2 día

2. Fuente: **N.A.S.A.** (NASA, 2022)

Los datos obtenidos para este caso son:

Tabla 16E: "Irradiación global diaria para una superficie sin inclinación" Fuente: (NASA, 2022) [adaptación]

PERIODO	DÍAS DE NO SOL U OSCUROS	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. SIN INCLINACION (0°)	
Enero	2,39	6,68	kWh/m2 día
Febrero	5,08	5,68	kWh/m2 día
Marzo	4,24	5,11	kWh/m2 día
Abril	4,26	4,34	kWh/m2 día
Mayo	3,27	3,44	kWh/m2 día
Junio	5,02	3,09	kWh/m2 día
Julio	2,81	3,36	kWh/m2 día
Agosto	3,09	4,19	kWh/m2 día
Septiembre	4,07	5,44	kWh/m2 día
Octubre	4,21	6,25	kWh/m2 día
Noviembre	2,23	6,92	kWh/m2 día
Diciembre	3,14	7,06	kWh/m2 día
Anual	43,81	5,13	kWh/m2 día

Como esta fuente no provee los coeficientes necesarios para llevar los valores de irradiación de superficies sin inclinación a valores para una superficie inclinada, se usarán los mismos coeficientes brindados por la fuente 1 "Atlas de Energía Solar de la República Argentina", obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 16F: "Irradiación Global sobre paneles inclinados a 25°" Fuente: (NASA, 2022)
[adaptación]

PERIODO	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. SIN INCLINACION (0°)	COEFICIENTE	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. INCLINADA A 25°	
Enero	6,68	0,93	6,21	kWh/m2 día
Febrero	5,68	0,98	5,57	kWh/m2 día
Marzo	5,11	1,04	5,31	kWh/m2 día
Abril	4,34	1,14	4,95	kWh/m2 día
Mayo	3,44	1,28	4,40	kWh/m2 día
Junio	3,09	1,33	4,11	kWh/m2 día
Julio	3,36	1,31	4,40	kWh/m2 día
Agosto	4,19	1,2	5,03	kWh/m2 día
Septiembre	5,44	1,09	5,93	kWh/m2 día
Octubre	6,25	0,96	6,00	kWh/m2 día
Noviembre	6,92	0,92	6,37	kWh/m2 día
Diciembre	7,06	0,9	6,35	kWh/m2 día
Anual	5,13	1,1	5,64	kWh/m2 día

3. Fuente: **RETScreen** (RETScreen, 2021)

Los datos obtenidos son:

Tabla 16G: "Irradiación Global sobre paneles sin inclinación" Fuente: (RETScreen, 2021)
[adaptación]

PERIODO	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. SIN INCLINACION (0°)	
Enero	6,7	kWh/m2 día
Febrero	6,08	kWh/m2 día
Marzo	5,18	kWh/m2 día
Abril	4,38	kWh/m2 día
Mayo	3,52	kWh/m2 día
Junio	3,14	kWh/m2 día
Julio	3,43	kWh/m2 día
Agosto	4,35	kWh/m2 día
Septiembre	5,5	kWh/m2 día
Octubre	6,37	kWh/m2 día
Noviembre	6,93	kWh/m2 día
Diciembre	7,09	kWh/m2 día
Anual	5,22	kWh/m2 día

El programa también calcula la irradiación para superficies inclinadas, al escoger 25° de inclinación para este caso en particular, se arrojaron los siguientes valores:

Tabla 16H: "Irradiación Global sobre paneles con 25° de inclinación" Fuente: (RETScreen, 2021) [adaptación]

PERIODO	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. SIN INCLINACION (0°)	COEFICIENTE	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. INCLINADA A 25°	
Enero	6,7	0,93	6,23	kWh/m2 día
Febrero	6,08	0,99	5,99	kWh/m2 día
Marzo	5,18	1,06	5,49	kWh/m2 día
Abril	4,38	1,18	5,16	kWh/m2 día
Mayo	3,52	1,31	4,62	kWh/m2 día
Junio	3,14	1,40	4,39	kWh/m2 día
Julio	3,43	1,37	4,70	kWh/m2 día
Agosto	4,35	1,24	5,38	kWh/m2 día
Septiembre	5,5	1,12	6,14	kWh/m2 día
Octubre	6,37	1,01	6,44	kWh/m2 día
Noviembre	6,93	0,94	6,53	kWh/m2 día
Diciembre	7,09	0,91	6,48	kWh/m2 día
Anual	5,22	1,08	5,63	kWh/m2 día

*NOTA: el software no calcula los coeficientes de afectación de la irradiación en superficies sin inclinación para llevarlos a superficies inclinadas, se calcularon por separado haciendo la división de los valores obtenidos para la superficie inclinada, sobre los valores obtenidos para superficies a 0°, sólo a los fines de exponerlos.

4. Fuente: **Visor SIG** (Secretaría de Energía de la Nación, 2022)

Los datos obtenidos son:

Tabla 16I: "Irradiación Global sobre paneles sin inclinación" Fuente: (Secretaría de Energía de la Nación, 2022) [adaptación]

PERIODO	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. SIN INCLINACION (0°)	
Enero	7,5	kWh/m2 día
Febrero	6,5	kWh/m2 día
Marzo	5,5	kWh/m2 día
Abril	4,5	kWh/m2 día
Mayo	3,5	kWh/m2 día
Junio	2,5	kWh/m2 día
Julio	3,5	kWh/m2 día
Agosto	4,5	kWh/m2 día
Septiembre	5,5	kWh/m2 día
Octubre	6,5	kWh/m2 día
Noviembre	7,5	kWh/m2 día
Diciembre	7,5	kWh/m2 día
Anual	5,5	kWh/m2 día

Nuevamente se usarán los coeficientes de la fuente 1 para llevar los valores de irradiación de superficies sin inclinación a valores para una superficie inclinada, obteniéndose:

Tabla 16J: "Irradiación Global sobre paneles con 25° de inclinación" Fuente: (Secretaría de Energía de la Nación, 2022) [adaptación]

PERIODO	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. SIN INCLINACION (0°)	COEFICIENTE	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUP. INCLINADA A 25°	
Enero	7,5	0,93	6,98	kWh/m2 día
Febrero	6,5	0,98	6,37	kWh/m2 día
Marzo	5,5	1,04	5,72	kWh/m2 día
Abril	4,5	1,14	5,13	kWh/m2 día
Mayo	3,5	1,28	4,48	kWh/m2 día
Junio	2,5	1,33	3,33	kWh/m2 día
Julio	3,5	1,31	4,59	kWh/m2 día
Agosto	4,5	1,2	5,40	kWh/m2 día
Septiembre	5,5	1,09	6,00	kWh/m2 día
Octubre	6,5	0,96	6,24	kWh/m2 día
Noviembre	7,5	0,92	6,90	kWh/m2 día
Diciembre	7,5	0,9	6,75	kWh/m2 día
Anual	5,5	1,1	6,05	kWh/m2 día

Con el objetivo de facilitar aún más la visualización de los valores, a continuación se muestra una tabla resumen de todos los valores obtenidos de irradiación global

diaria sobre superficies inclinadas a 25° para el lugar seleccionado y se calculó el promedio del periodo considerado, que a fin de cuentas, será el que se usará para los cálculos de energía generada por la instalación:

Tabla 16K: "Irradiación Global diaria sobre Paneles solares inclinados a 25° (Promedio) "

Fuente: Propia

PERIODO	DÍAS DE NO SOL U OSCUROS	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS A 25°					
		FUENTES				PROMEDIO	
		GUÍA DEL REC. SOLAR	NASA	RETSCREEN	VISOR SIG		
ENERO	2,39	5,12	6,21	6,23	6,98	6,14	kWh/m2 día
FEBRERO	5,08	5,39	5,57	5,99	6,37	5,83	kWh/m2 día
MARZO	4,24	4,68	5,31	5,49	5,72	5,30	kWh/m2 día
ABRIL	4,26	4,56	4,95	5,16	5,13	4,95	kWh/m2 día
MAYO	3,27	3,84	4,40	4,62	4,48	4,34	kWh/m2 día
JUNIO	5,02	3,33	4,11	4,39	3,33	3,79	kWh/m2 día
JULIO	2,81	3,93	4,40	4,70	4,59	4,41	kWh/m2 día
AGOSTO	3,09	4,20	5,03	5,38	5,40	5,00	kWh/m2 día
SEPTIEMBRE	4,07	4,91	5,93	6,14	6,00	5,75	kWh/m2 día
OCTUBRE	4,21	4,32	6,00	6,44	6,24	5,75	kWh/m2 día
NOVIEMBRE	2,23	5,06	6,37	6,53	6,90	6,22	kWh/m2 día
DICIEMBRE	3,14	5,40	6,35	6,48	6,75	6,25	kWh/m2 día
ANUAL	43,81	4,77	5,64	5,63	6,05	5,52	kWh/m2 día

Graficando los resultados se observa la variación del recurso en los diferentes periodos y fuentes:

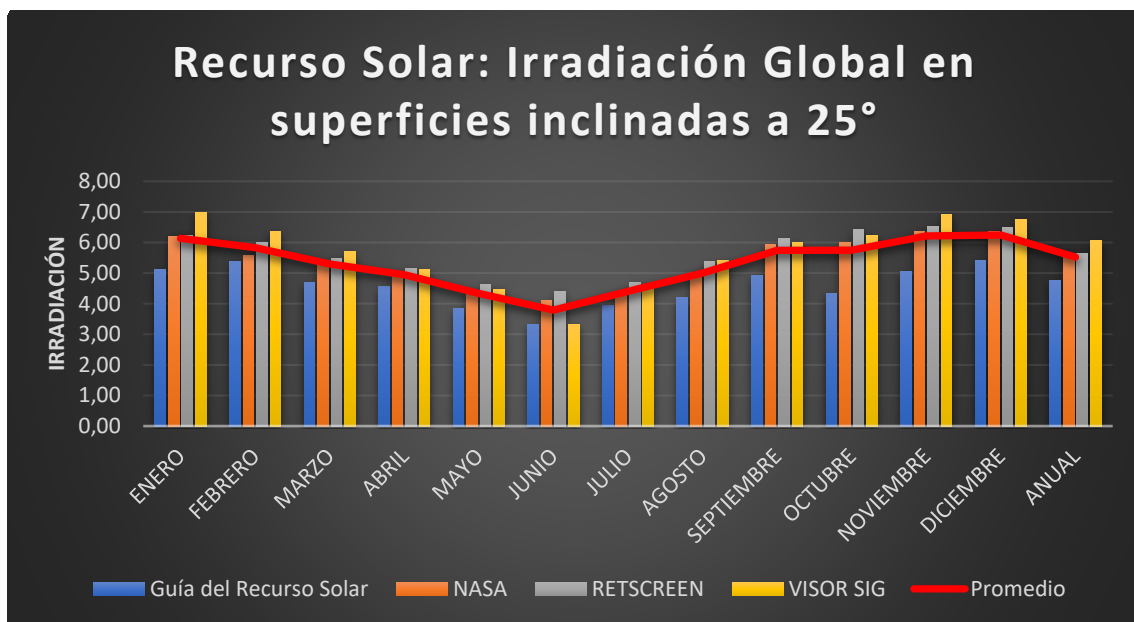


Gráfico 16L: "Irradiación Global sobre paneles con 25° de inclinación" Fuente: Propia

17. Cálculo de Cantidad de Paneles Fotovoltaicos

La cantidad de paneles a instalar está supeditada en principio a la necesidad energética final que se requiera de toda la instalación y luego, claro está, a las características propias de cada panel (potencia de generación, rendimiento, etcétera).

Como se mencionó, lo que se busca con esta instalación fotovoltaica en particular, es lograr el máximo ahorro, es decir, que el monto final anual en pesos en concepto de compra de energía de la red, sea igual al monto final anual en pesos en concepto de inyección de energía a la red para la demanda energética producida por el conjunto de luminarias del tramo de calzada y ciclovia en cuestión.

Del análisis de los precios de compra-venta, que son diferentes por el método de facturación aplicado, surgió que se debe inyectar el doble de energía a la red respecto de la que se consume, con lo cual se debe aplicar un coeficiente "S_i" de sobredimensión de la instalación para lograr el equilibrio, por lo tanto S_i = 2.

El número estimado de paneles fotovoltaicos viene dado por la siguiente ecuación:

$$\text{Número de Paneles estimado } (N_{PE}) = \frac{S_i \times \text{Demanda de Energía [kWh]} \times 1000 \left[\frac{W}{kW} \right] \times D_{osc}}{P_p [W] \times HSP [h] \times PR}$$

Donde:

- S_i: Coeficiente de sobredimensión de la instalación por diferencia en el precio compra-venta de energía.
- Demanda de energía: es la que se obtuvo en función de la cantidad de luminarias, porcentaje de dimerización, etc.
- P_p: Potencia de cada panel fotovoltaico en condiciones STC.
- HSP: horas solares pico.
- PR: Performance Ratio, tiene en cuenta las pérdidas de rendimiento de la instalación.
- D_{osc}: Coeficiente que representa el porcentaje de días del año que son días oscuros o de no sol.

Para poder usar la ecuación que permite calcular el número estimado de paneles, resta analizar las HSP y el valor de PR. A continuación se hallan sus valores.

17.1.1 Horas Solares Pico (HSP)

Por definición, las HSP se obtienen de dividir el valor promedio de irradiación hallado anteriormente por 1 kW/m², con lo cual el valor que se obtiene es el mismo que el de irradiación pero el resultado obtenido se expresa en horas (HSP). Ej.:

$$HSP = \frac{\text{Irradiación} \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}}{1 \frac{kW}{m^2}} = \frac{5,99 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}}{1} = 5,99 \frac{h}{\text{día}} = 5,99 \text{ HSP}$$

Aplicándolo a todos los valores de Irradiación promedio hallados, obtenemos las HSP para cada periodo:

Tabla 17.1.1A: "Horas Solares Pico para superficies inclinadas a 25°" Fuente: Propia

PERIODO	IRRADIACIÓN PROMEDIO PARA SUPERFICIES INCLINADAS A 25°		HSP	
ENERO	6,14	kWh/m2 día	6,14	HSP
FEBRERO	5,83	kWh/m2 día	5,83	HSP
MARZO	5,30	kWh/m2 día	5,30	HSP
ABRIL	4,95	kWh/m2 día	4,95	HSP
MAYO	4,34	kWh/m2 día	4,34	HSP
JUNIO	3,79	kWh/m2 día	3,79	HSP
JULIO	4,41	kWh/m2 día	4,41	HSP
AGOSTO	5,00	kWh/m2 día	5,00	HSP
SEPTIEMBRE	5,75	kWh/m2 día	5,75	HSP
OCTUBRE	5,75	kWh/m2 día	5,75	HSP
NOVIEMBRE	6,22	kWh/m2 día	6,22	HSP
DICIEMBRE	6,25	kWh/m2 día	6,25	HSP
ANUAL	5,52	kWh/m2 día	5,52	HSP

17.1.2 Performance Ratio (PR):

Performance Ratio es un parámetro que evalúa la eficiencia de la instalación, considerando las distintas pérdidas energéticas que se producen debido a una serie de factores. Estos factores son:

- Pérdida de potencia entregada por los paneles fotovoltaicos por efecto de la temperatura.
- Pérdidas en el cableado por efecto Joule.
- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Pérdidas en inversores.
- Otras pérdidas.

A continuación se evaluarán cada una de las pérdidas mencionadas para obtener el PR total para cada periodo.

Pérdidas por efecto de la temperatura sobre los paneles

Los paneles fotovoltaicos sufren pérdidas de eficiencia por efecto de la temperatura. Así pues, para el panel elegido en este proyecto, el fabricante indica que la temperatura nominal de operación es de NOCT= 41°C (±3°C). Esta es la

temperatura que alcanza el panel para las condiciones de trabajo (NOCT) establecidas que son:

- Irradiancia recibida por el panel: 800 W/m²
- Temperatura ambiente: 20°C
- Velocidad del viento: 1 m/s

Para estimar la temperatura que alcanzan las células de los paneles para otras condiciones de trabajo (las de aplicación real) se utiliza la siguiente expresión:

$$T_c [^{\circ}C] = T_{amb} [^{\circ}C] + Irradiancia \left[\frac{W}{m^2} \right] \times \frac{NOCT [^{\circ}C] - 20 [^{\circ}C]}{800 [W/m^2]}$$

Siendo

- T_c = temperatura de la célula
- T_{amb} = Temperatura ambiente

El principal efecto sobre la curva I-V de un panel por aumento de la temperatura, es una disminución de la tensión en circuito abierto, aunque también afecta muy levemente al valor de corriente de corto circuito, incrementando ésta.

Para el panel elegido los parámetros relacionados con la temperatura son los siguientes:

Tabla 15.1.3A: "Límites de Temperatura del Panel Fotovoltaico" Fuente: Trina Solar (Fabricante)

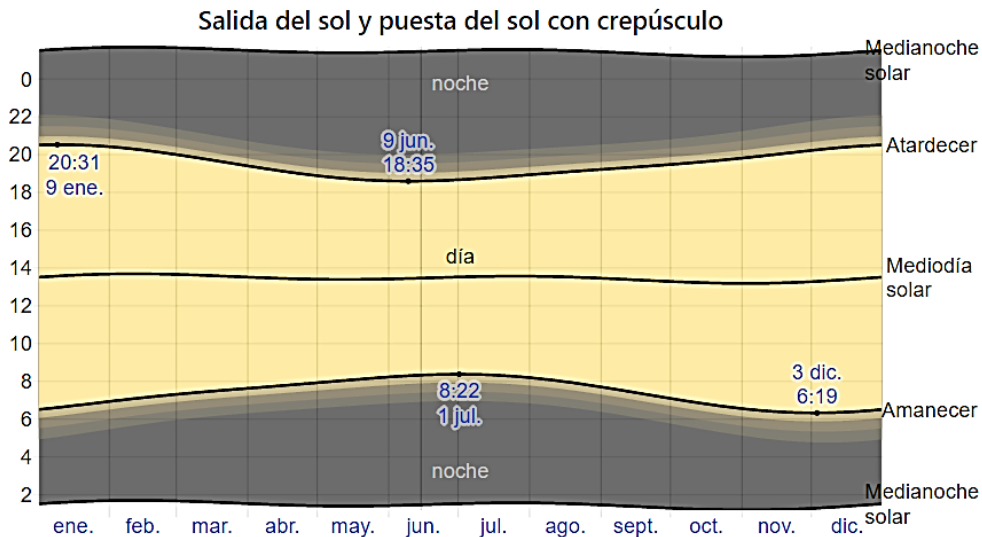
NOCT (Temperatura de operación nominal de celda)	41°C (±3°C)
Coefficiente de Temperatura P_{MÁX}	- 0.38%/°C
Coefficiente de Temperatura V_{OC}	- 0.31%/°C
Coefficiente de Temperatura I_{SC}	0.05%/°C

Para saber qué temperaturas se deben aplicar a la ecuación de la temperatura de la célula fotovoltaica, se debe conocer las temperaturas promedio durante el cual la radiación directa impacta en los módulos, ya que son las mayores temperaturas que se registran durante el día (vale decir durante la heliofanía) y que hacen elevar en mayor medida la temperatura de los paneles, no sirven las temperaturas medias mensuales ni anuales ya que incluyen en el promedio las temperaturas más bajas que se dan durante la noche y estas no generan pérdidas, ya que obviamente no hay generación.

Para hallar las temperaturas durante la heliofanía, se recurrirá a un método gráfico simplificado analizando particularmente dos gráficos extraídos de registros climáticos efectuados por el Aeropuerto de La Ciudad de La Rioja y basados en un análisis estadístico de informes climatológicos históricos por hora y en reconstrucciones de modelos desde el 1 de enero de 1980 al 31 de diciembre de 2016, recopilados por

la página web climatológica Estadounidense "WeatherSpark" Link: <https://es.weatherspark.com/y/27640/Clima-promedio-en-Ciudad-de-La-Rioja-Argentina-durante-todo-el-a%C3%B1o#Sections-Temperature> (Weather Spark, 2021)

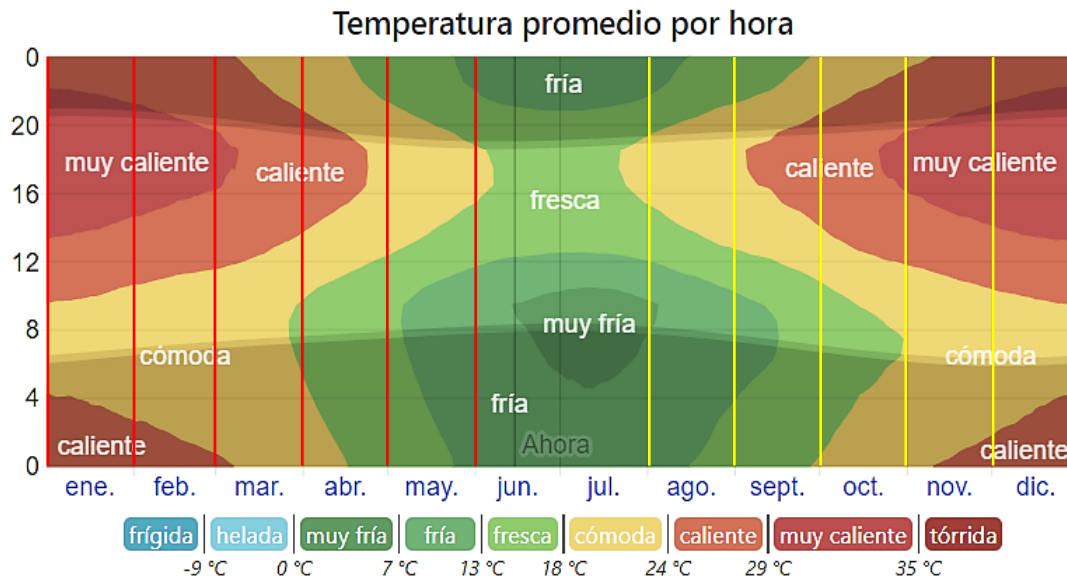
El primer gráfico muestra la heliofanía (horas con radiación solar directa), por lo tanto, sirve para extraer las horas para cada periodo en las cuales los módulos captarán una mayor cantidad de energía y tendrán las mayores pérdidas por temperatura:



El día solar durante el año 2020. De abajo hacia arriba, las líneas negras son la medianoche solar anterior, la salida del sol, el mediodía solar, la puesta del sol y la siguiente medianoche solar. El día, los crepúsculos (civil, náutico y astronómico) y la noche se indican por el color de las bandas, de amarillo a gris.

Gráfico 17.1.2A: "Salida y Puesta del sol con crepúsculo" Fuente: (Weather Spark, 2021)

La siguiente es una ilustración compacta de las temperaturas promedio por hora de todo el año. El eje horizontal es el día del año, el eje vertical es la hora y el color es la temperatura promedio para ese día y a esa hora. Este gráfico nos permite hallar las temperaturas promedio para las horas de heliofanía obtenidas del gráfico precedente. Se observa que cada color toma un rango de temperaturas, pero para el cálculo se tomará la mayor, ya que es el caso más desfavorable (Ejemplo: si se toma las horas teñidas del color que indica "muy caliente" se tomará como temperatura promedio 35°C):



La temperatura promedio por hora, codificada por colores en bandas. Las áreas sombreadas superpuestas indican la noche y el crepúsculo civil.

NOTA: las temperaturas y su correspondiente horario, se tomaron: de enero a junio en la línea vertical izquierda (rojo) y de julio a diciembre en la línea vertical derecha (amarillo) porque son las mayores del promedio.

Gráfico 17.1.2B: "Temperatura promedio por hora" Fuente: (Weather Spark, 2021)

A continuación se muestra una tabla con las temperaturas extraídas del gráfico anterior y su promedio ponderado mensual:

Tabla 17.1.2C: "Temperaturas promedio" Fuente: (Weather Spark, 2021)

PERIODO	HORARIO CONSIDERADO	LAPSO		T _{PROM}		T _{PP}	
		horas	horas	°C	°C	°C	°C
ENERO	6:30-9:00	2,5	horas	24	°C	31,11	°C
	9:01-13:30	4,5	horas	29	°C		
	13:31-20:30	7	horas	35	°C		
FEBRERO	7:00-10:00	3	horas	24	°C	30,56	°C
	10:01-14:30	4,5	horas	29	°C		
	14:31-20:30	6	horas	35	°C		
MARZO	7:30-11:30	4	horas	24	°C	29,32	°C
	11:31-16:00	4,5	horas	29	°C		
	16:01-20:00	4	horas	35	°C		
ABRIL	7:40-9:00	2,33	horas	18	°C	25,05	°C
	9:01-14:00	5	horas	24	°C		
	14:01-19:30	5,5	horas	29	°C		
MAYO	8:00-12:30	4,5	horas	18	°C	21,55	°C
	12:31-19:00	6,5	horas	24	°C		
JUNIO	8:00-11:30	3,5	horas	13	°C	18,05	°C
	11:31-15:30	4	horas	18	°C		
	15:31-18:30	3	horas	24	°C		

JULIO	8:00-9:00	1	horas	7	°C	17,55	°C
	9:01-12:00	3	horas	13	°C		
	12:01-15:30	3,5	horas	18	°C		
	15:31-19:00	3,5	horas	24	°C		
AGOSTO	7:30-9:00	1,5	horas	13	°C	20,88	°C
	9:01-12:30	3,5	horas	18	°C		
	12:31-19:30	7	horas	24	°C		
SEPTIEMBRE	7:00-9:00	2	horas	18	°C	25,24	°C
	9:01-14:00	5	horas	24	°C		
	14:01-19:30	5,5	horas	29	°C		
OCTUBRE	7:00-12:00	5	horas	24	°C	28,92	°C
	12:01-16:00	4	horas	29	°C		
	16:01-20:00	4	horas	35	°C		
NOVIEMBRE	6:30-10:30	4	horas	24	°C	30,36	°C
	10:31-14:00	3,5	horas	29	°C		
	14:01-20:30	6,5	horas	35	°C		
DICIEMBRE	6:30-9:30	3	horas	24	°C	30,93	°C
	9:31-13:30	4	horas	29	°C		
	13:31-20:30	7	horas	35	°C		

Para poder aplicar la ecuación de la temperatura de la célula, además de conocer la temperatura promedio ponderada, se necesita conocer también la irradiancia para las horas del día en las cuales se estimaron las temperaturas mencionadas. El valor que se usará es de **Irradiancia= 1000 w/m²**, indicado en la página 30-título 8.1. La Energía Solar del manual ("Introducción a la Energía Solar Térmica" de la Secretaría de Energía, subsecretaría de Energías renovables y Eficiencia Energética, 2019). Cabe aclarar que lo óptimo sería hallar un promedio ponderado de la irradiancia también para los diferentes momentos del lapso considerado, ya que la misma es variable según el horario, pero al no encontrarse disponibles los datos, lo más próximo a lo óptimo es aplicar dicho valor de irradiancia, por lo tanto, la temperatura nominal de trabajo del módulo será:

*NOTA: Se toma **NOCT=44°C** ya que el catálogo indica 41°C±3, por lo tanto tomamos la máxima que es el caso más desfavorable.

Ejemplo:

$$T_{c.enero} = 31,11 \text{ °C} + 1000 \frac{\text{w}}{\text{m}^2} \times \frac{44\text{°C} - 20\text{°C}}{800 \frac{\text{w}}{\text{m}^2}} = 61,11\text{°C}$$

Tabla 17.1.2D: "Temperatura de celda en operación" Fuente: Propia

PERIODO	T _{pp}	T _c
ENERO	31,11 °C	61,11 °C
FEBRERO	30,56 °C	60,56 °C
MARZO	29,32 °C	59,32 °C
ABRIL	25,05 °C	55,05 °C
MAYO	21,55 °C	51,55 °C

JUNIO	18,05 °C	48,05 °C
JULIO	17,55 °C	47,55 °C
AGOSTO	20,88 °C	50,88 °C
SEPTIEMBRE	25,24 °C	55,24 °C
OCTUBRE	28,92 °C	58,92 °C
NOVIEMBRE	30,36 °C	60,36 °C
DICIEMBRE	30,93 °C	60,93 °C

Con estos valores y con las características de los generadores indicadas en los límites de temperatura, se calculan las eficiencias para los diferentes meses:

NOCT (Temperatura de operación nominal de celda)	41°C (±3°C)
Coefficiente de Temperatura P _{MÁX}	- 0.38%/°C

Esto quiere decir que por cada °C de T_c por encima de los NOCT= 44°C, el panel sufrirá una pérdida de potencia máxima igual a **- 0.38%/°C**.

Ejemplo:

$$\text{Rendimiento enero} = 100\% - \left[(61,11^{\circ}\text{C} - 44^{\circ}\text{C}) \times \left(0,38 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right) \right] = 93,50\%$$

Tabla 17.1.2E: "Rendimiento del módulo según temperatura de celda" Fuente: Propia

PERIODO	T _c	RENDIMIEN TO DEL MÓDULO
ENERO	61,11 °C	93,50 %
FEBRERO	60,56 °C	93,71 %
MARZO	59,32 °C	94,18 %
ABRIL	55,05 °C	95,80 %
MAYO	51,55 °C	97,13 %
JUNIO	48,05 °C	98,46 %
JULIO	47,55 °C	98,65 %
AGOSTO	50,88 °C	97,39 %
SEPTIEMBRE	55,24 °C	95,73 %
OCTUBRE	58,92 °C	94,33 %
NOVIEMBRE	60,36 °C	93,78 %
DICIEMBRE	60,93 °C	93,57 %
ANUAL		95,52%

Se observa que la pérdida de eficiencia por efecto de la temperatura sobre los paneles fotovoltaicos se estima en un **4,48% promedio anual**, alcanzando **valores máximos de 6,50% en enero**.

Pérdidas en el cableado por efecto Joule

Más adelante se verá que el dimensionado del cableado se calcula para garantizar que, en las condiciones de funcionamiento, la caída de tensión quede limitada al 1,5%. Ello significa que las pérdidas energéticas por este concepto quedan limitadas a este mismo valor. Pero este valor de pérdidas solo se alcanzará cuando las condiciones de funcionamiento sean las nominales, ya que para una menor irradiancia, al ser menores las intensidades que circulan por los conductores, serán también menores las caídas de tensión en los mismos, mientras que la tensión de trabajo varía en menor medida al disminuir la irradiancia recibida por los paneles. Por tanto, la caída de tensión porcentual será menor para estas condiciones. Resumiendo, se tomará este valor de 1,5% como la pérdida de eficiencia en cableados pues será más desfavorable que las pérdidas reales.

Pérdidas por suciedad y dispersión de parámetros

Si parte de las células que forman un panel fotovoltaico se encuentran sucias, la curva de generación del panel se va a ver modificada, teniendo el mismo efecto que si recibiera menos radiación solar. Este factor negativo sobre la energía generada, va a depender mucho de la ubicación, cercanía al suelo, orientación y del mantenimiento de la instalación que se realice en la misma.

Los márgenes de variación de las pérdidas por suciedad oscilan entre el 0% para módulos completamente limpios, y el 7% para módulos que se ven muy sucios.

Se tomará en este proyecto el valor del 7% por ser el peor escenario, ya que a priori se desconoce cómo afectará exactamente este factor en la instalación pues depende principalmente de las condiciones climáticas (viento, polvo en suspensión, cantidad de lluvias, etc.).

En cuanto a los parámetros de dispersión se puede mencionar que las curvas características I-V de los distintos paneles no son idénticas, puesto que existen tolerancias a la hora de fabricación de estos elementos. Este hecho provoca que en las agrupaciones serie-paralelo que realizamos en la instalación, se produzcan ciertas pérdidas. En efecto, cuando se conectan en serie los paneles se obliga a que la intensidad sea la misma en todos ellos, y cuando ponemos en paralelo los grupos, obligamos a que la tensión en todos ellos sea la misma.

Al final el inversor será el encargado de trabajar en el punto de máxima potencia de la curva resultante. Pero si las curvas no son idénticas, habrá paneles cuyo punto de funcionamiento individual no será exactamente el de máxima potencia. De ahí las pérdidas por este concepto. Un valor que se encuentra en la literatura técnica y según lo que el fabricante garantiza para la estimación de las pérdidas por este concepto es entorno al 3%. Este valor será el adoptado en este proyecto.

Pérdidas de los inversores

Una de las causas de este tipo de pérdidas es debido al seguimiento de la curva de máxima potencia: aunque los inversores funcionan con algoritmos que buscan hacer trabajar a los paneles solares en su punto de máxima potencia PMP, se admite

que el seguimiento no es perfecto, por lo que existe una pérdida de eficiencia por este concepto. Se suele admitir un valor entorno al 1% para evaluar estas pérdidas. Se adopta este valor para este proyecto.

Otras causas son las inherentes a las condiciones de funcionamiento de los componentes electrónicos de potencia. Dichos componentes pese a funcionar en modo conmutación, sufren disipación de potencia debido a que mientras conducen corriente, tienen una cierta caída de tensión. No obstante, los rendimientos de los inversores son muy altos y estas pérdidas son pequeñas. Para el inversor elegido en este proyecto, el parámetro de eficiencia que da el fabricante es del 98,4% para condiciones óptimas de tensión. Así pues, se toma 1,6% como el valor de pérdidas por este concepto.

En resumen, las pérdidas generales debidas al inversor contabilizan un total de 2,6%.

Otras pérdidas

Se engloban en este concepto otra serie de pérdidas como pueden ser pérdidas en conexiones, pérdidas en elementos de protección, etc. Para este proyecto se estima un 1% como valor de pérdidas englobadas en este apartado.

Por último, se expone en la siguiente tabla las pérdidas totales consideradas que componen el coeficiente de Performance Ratio "PR" por periodo:

Tabla 17.1.2F: "Performance Ratio final" Fuente: Propia

PERIODO	PÉRDIDAS POR TEMPERATURA DE LOS GENERADORES	PÉRDIDAS POR PARÁMETROS DE DISPERSIÓN Y SUCIEDAD	PÉRDIDAS EN EL CABLEADO	PÉRDIDAS EN EL INVERSOR	OTRAS PÉRDIDAS	PÉRDIDAS TOTALES	PERFORMANCE RATIO PR
ENERO	6,50 %	10 %	1,5 %	2,6 %	1 %	21,60 %	0,7840
FEBRERO	6,29 %					21,39 %	0,7861
MARZO	5,82 %					20,92 %	0,7908
ABRIL	4,20 %					19,30 %	0,8070
MAYO	2,87 %					17,97 %	0,8203
JUNIO	1,54 %					16,64 %	0,8336
JULIO	1,35 %					16,45 %	0,8355
AGOSTO	2,61 %					17,71 %	0,8229
SEPTIEMBRE	4,27 %					19,37 %	0,8063
OCTUBRE	5,67 %					20,77 %	0,7923
NOVIEMBRE	6,22 %					21,32 %	0,7868
DICIEMBRE	6,43 %					21,53 %	0,7847
ANUAL	4,48 %	19,58 %	0,8042				

17.1.3 Número Estimado de Paneles Fotovoltaicos:

Con todos los datos calculados, se puede obtener el número estimado o número mínimo de paneles necesarios para la instalación; el número final de paneles que compondrán la misma será el que surja de armar las cadenas en serie y en paralelo de PF que generen mejores condiciones de funcionamiento de los inversores, claro

está que el número final de paneles será mayor al número estimado o mínimo de paneles.

Como se mencionó, la ecuación y los valores promedio anual que se reemplazaran en la misma son:

$$\text{Número de Paneles estimado } (N_{PE}) = \frac{S_i \times \text{Demanda de Energía [kWh/día]} \times 1000 \left[\frac{W}{kW} \right]}{P_p [W] \times HSP [h] \times PR} \times D_{osc}$$

Datos:

- $S_i = 2$
- Demanda de energía promedio anual: 105,25 kWh/día (Ver valor de energía consumida por las luminarias "E_T" en página 74)
- $P_p = 345 \text{ Wp}$
- $HSP = 5,52 \text{ h}$
- $PR = 0,8042$
- $D_{osc} = 1,12$ (como en el año hay 43,81 días de no sol u oscuros, que equivale a un 12% de los días del año, se debe sobredimensionar la instalación un 12% más).

$$N_{PE} = \frac{2 \times 105,25 \left[\frac{kWh}{día} \right] \times 1000 \left[\frac{W}{kW} \right]}{345 [W] \times 5,52 [h] \times 0,8042} \times 1,12 \rightarrow N_{PE} \cong 154 \text{ Paneles F.}$$

17.2 Conexión de los módulos fotovoltaicos: conformación de los Arreglos

La forma más conveniente de conectar los generadores fotovoltaicos está supeditada, además de a las características propias de los paneles y el número estimado de ellos, a las características del inversor al cual estos se conectarán, por lo cual en primer lugar se procede a la selección de los inversores.

17.2.1 Inversores

El inversor seleccionado es del tipo con conexión a red (On-grid) marca y modelo "SAMIL POWER- SolarLake 30000TL-PM trifásico. A continuación se presentan las características técnicas principales del mismo:

Tabla 17.2.1A: "Características principales del Inversor" Fuente: Solarlake (Fabricante)

	SolarLake 20000TL-PM	SolarLake 25000TL-PM	SolarLake 30000TL-PM
Entrada (DC)			
Potencia DC máx. (@cosφ=1) todo / por entrada MPP	21000 W / 11000 W	26300 W / 13200 W	32000 W / 16100 W
Tensión de entrada máx.	1000 V		
Rango de tensión / tensión nominal MPP	440 V - 850 V / 620 V	440 V - 800 V / 620 V	460 V - 800 V / 620 V
Tensión de entrada / tensión de arranque mín.	250 V / 300 V	250 V / 350 V	
Corriente de entrada máx. entrada A / entrada B	24 A / 24 A	30 A / 30 A	35 A / 35 A
Corriente de entrada máx. por cadena entrada A / entrada B	11,5 A / 11,5 A		
Número de entradas MPP independientes / cadenas por entrada MPP	2 / 3	2 / 4	
Salida (AC)			
Potencia nominal (@ 230 V / 50 Hz)	20000 W	25000 W	30000 W
Potencia aparente AC máx.	20000 VA	25000 VA	30000 VA
Tensión nominal AC / rango	3 / N / PE, 230 V, 400 V / 180 V - 277 V por fase		
Frecuencia AC / rango	50 Hz, 60 Hz / 45 Hz - 55 Hz, 54 Hz - 66 Hz		
Tensión nominal red / frecuencia nominal red	230 V / 50 Hz		
Corriente de salida máx.	29 A	36,5 A	43,5 A
Factor de potencia con potencia nominal	1		
Ángulo de desplazamiento de fases, ajustable	0,8 sobrecitado - 0,8 subexcitado		
Fases para inyección / fases para conexión	3 / 3		
Coeficiente de rendimiento			
Coeficiente de rendimiento máx. / Coeficiente de rendimiento europeo ponderado	98,2 % / 97,5 %	98,3 % / 97,8 %	98,4 % / 97,8 %
Dispositivos de protección			
Seccionador de DC / seccionador de AC	o / o (EU: ● / o)		
Descargador de sobretensión tipo II CC / CA	o / o		
Monitorización de cadena / fusibles de cadena	o / o		
Monitorización de toma de tierra / monitorización de red	● / ●		
Protección contra inversión de polaridad DC / resistente al cortocircuito AC	● / ●		
Separación galvánica	-		
Monitorización de corriente residual omnipolar	●		
Clase de protección (según IEC 62103) / Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / II (DC), III (AC)		
Datos generales			
Medidas (anch. / alt. / prof.)	530 / 740 / 210 mm	600 / 880 / 249 mm	
Peso	40 kg	63 kg	
Temperatura ambiente en funcionamiento	-25°C ... +60°C		
Generación de ruido (típico)	< 47 dB	< 57 dB	
Consumo propio (noche)	< 5 W		
Topología	Sin transformador		
Refrigeración	Ventilador		
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65		
Humedad del aire máx. (sin condensación)	95 %		
Equipamiento			
Conexión DC / conexión AC	Multicontacto MC4, Amphenol MC4, borne roscado / borne roscado		
Pantalla	3,5" TFT LCD		
Interfaces: RS485 / WLAN / Ethernet	● / - / ●		
Relé multifuncional / entrada digital	3 / 6		
Garantía: 10 / 15 / 20 / 25 años	● / o / o / o		
Certificados y homologaciones (otras a petición)	CE, BDEW, VDE 0126-1-1, G59/2, EN 61000-3-11/12, EN 6100-6-1/2/3/4, IEC 62109-1/2, VDE AR-N4105, CEI 0-21, CEI 0-16, AS 4777.2/3, AS 3100:2009, C10/11, EN 50438, UTE C15-712-1, IEC 62116, IEC 61727		
● Estándar o Opcional — No disponible			

Sujeto a cambios técnicos

Para calcular la cantidad de inversores, se utilizará la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ inversores } (N_{inv}) = \frac{N_{PE} \times \text{Potencia del panel [W]} \times PR_{máx}}{\text{Potencia del Inversor [W]}}$$

Siendo $PR_{m\acute{a}x}$ el valor de PR más alto hallado, en este caso es el correspondiente al mes de julio (debido a que las bajas temperaturas disminuyen las pérdidas de rendimiento) y cuyo valor es $PR_{m\acute{a}x}=0,8355$. Entonces:

$$N_{inv} = \frac{154 \text{ paneles} \times 345W \times 0,8355}{30.000W} = 1,48 \cong 2 \text{ Inversores}$$

17.2.2 Conformación y conexión de los arreglos

Como se requieren como mínimo dos inversores, se dividirá el N_{PE} en dos partes, se analizará la forma de conectar los paneles fotovoltaicos a un inversor y se replicarán los arreglos para el restante.

Por lo dicho, en principio se tendrán 77 paneles por inversor ($N_{PEinv1} = N_{PEinv2} = N_{PE}/2$). Pero como:

$$N_{PEinv} = N_{PS} \times N_{Ppe} \rightarrow N_{Ppe} = \frac{N_{PEinv}}{N_{PS}}$$

Siendo N_{Ppe} la cantidad de paralelos estimado de cadenas de paneles conectados en serie.

A su vez la cantidad de generadores en serie N_{Ps} que componen una cadena (string) surge de la siguiente ecuación:

$$N_{PS} = \frac{\text{Tensión de entrada del Inversor } "V_{inv}" [V]}{\text{Tensión Nominal del panel } "V_{NP}" [V]}$$

Entonces, se debe armar cada cadena paneles de tal forma que la tensión que surja de conectarlos se encuentre dentro del rango admitido por el inversor, en este caso es:

$$V_{inv} = 754 V_{cc} \therefore N_{PS} = \frac{754 V}{37,7 V} = 20 \text{ paneles en serie por cadena}$$

Reemplazando en la ecuación de la cantidad de la cantidad de cadenas en paralelo:

$$N_{Ppe} = \frac{N_{PEinv}}{N_{PS}} = \frac{77 \text{ paneles en total}}{20 \text{ paneles en serie}} = 3,85$$

Al igual que la cantidad de paneles en serie que conforman cada cadena, el número de cadenas en paralelo también debe ser un número entero. De elegir el número (entero) final N_{Pp} de cadenas que se conectarán en paralelo, es que se puede determinar la cantidad final de paneles N_{Pinv} que se conectarán a cada inversor que, claro está, será diferente al N_{PEinv} . Dicho valor entero se eligió igual a $N_{Pp}=4$ paralelos, por lo cual el número final de paneles conectados a cada inversor N_{Pinv} será:

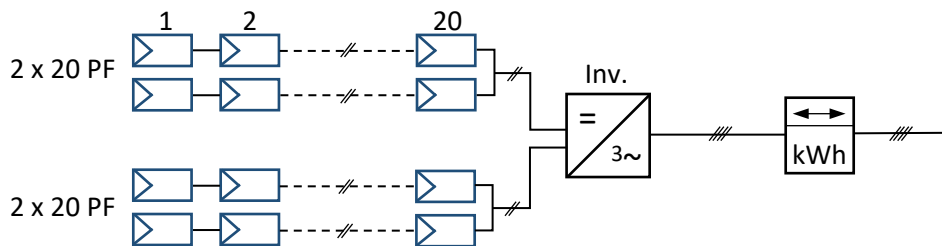
$$N_{Pinv} = N_{PS} \times N_{Pp} = 20 \text{ paneles en serie por cadena} \times 4 \text{ cadenas en paralelo}$$

$$N_{P_{inv1}} = N_{P_{inv2}} = 80 \text{ paneles en total por inversor}$$

A su vez, como cada inversor contiene dos entradas MPPT para paneles, se dividirá la cantidad final de cadenas en dos para que por cada entrada se tenga un valor de potencia aproximadamente igual (equivale a conectar dos cadenas por entrada del inversor). Resumiendo, los arreglos quedarán conformados como sigue:

- Se conectarán a cada inversor 80 paneles de 345 Wp cada uno. Total de paneles de toda la instalación $N_{TP}=160$ paneles fotovoltaicos.
- Se conformarán 8 cadenas de 20 paneles en serie cada una.
- Se conectarán 4 cadenas por inversor, 2 cadenas en paralelo a cada entrada del inversor.

Diagrama simplificado:



(En el diagrama simplificado anterior no se han graficado los elementos de protección, características de conductores, etc. para más detalle ver diagrama unifilar en la sección "Planos" del presente trabajo)

17.2.3 Verificación de Parámetros Eléctricos a la entrada del inversor

Una vez conformados los arreglos, se deben verificar tres parámetros eléctricos, los cuales provienen de la generación y cuyos valores deben ser los admitidos por los inversores. Estos son la potencia máxima, la corriente por cada entrada del inversor y la tensión máxima de cada cadena de paneles conectados en serie.

Para realizar las verificaciones, los valores de los parámetros mencionados deben ser afectados por los coeficientes de corrección por temperatura considerando el caso más desfavorable en cada caso, así por ejemplo, para la tensión máxima se deberá considerar la temperatura mínima.

Verificación de la Potencia de entrada Máxima:

La potencia se debe verificar teniendo en cuenta la suma de las potencias individuales del conjunto de paneles conectados al inversor, afectándola previamente por el coeficiente de corrección de potencia para la temperatura más baja para la zona. Esta potencia generada por los arreglos debe ser como máximo un 20% mayor a la nominal del inversor y para el cálculo no se consideran las pérdidas de potencia (esta situación se asemeja a cuando los paneles recién se instalan, son nuevos, están limpios, valores pico de irradiancia, etc.). A continuación se calcula la misma:

La potencia máxima en condiciones ideales del módulo y para la temperatura más baja considerada para la zona (0°C) es:

Coef. Corrección por Temperatura de $P_{m\acute{a}x}$: $C_{CPm\acute{a}x} = -0,38\%/^{\circ}C$

La temperatura de la célula se calcula con la ecuación ya vista:

$$T_c [^{\circ}C] = T_{amb} [^{\circ}C] + Irradiancia \left[\frac{W}{m^2} \right] \times \frac{NOCT [^{\circ}C] - 20 [^{\circ}C]}{800 [W/m^2]}$$

Reemplazando los valores, para 0°C:

$$T_c [^{\circ}C] = 0^{\circ}C + 1000 \frac{W}{m^2} \times \frac{44^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} = 30^{\circ}C$$

La potencia máxima del módulo será:

$$P_{m\acute{a}x_{panel}} = P_{panel} + \frac{C_{CPm\acute{a}x} \times P_{panel} \times (T_c - T_{STC})}{100}$$

$$P_{m\acute{a}x_{panel}} = 345W + \frac{-0,38\%/^{\circ}C \times 345W \times (30^{\circ}C - 25^{\circ}C)}{100} = 338W$$

Verificando respecto de los parámetros del inversor:

$$P_G = N_{P_{inv}} \times P_{m\acute{a}x_{panel}} [Wp] \leq P_{inv} [W]$$

$$P_G = 80 \text{ paneles} \times 338 [Wp] = 27.040 Wp$$

Como $P_{inv} = 30.000 W$

$$P_G < P_{inv} [W] \therefore \text{Cumple}$$

Además de que cumple con la condición de potencia, se observa que el inversor está sobredimensionado, por lo cual en un futuro, de ser necesario, podrían conectarse más paneles al inversor (siempre que verifiquen los otros parámetros).

En el caso de la corriente por cada entrada al inversor se debe verificar que se cumpla lo siguiente:

$$2 \times I_{G_{cadena \acute{m}ax}} [A] \leq I_{E_{inv}} [A]$$

Donde $I_{G_{cadena \acute{m}ax}}$ es la corriente máxima que circula por cada cadena de paneles en serie (su valor es el de I_{MPP} del panel por estar en serie) y se multiplica por dos ya que son dos cadenas en paralelo por cada entrada del inversor. $I_{E_{inv}}$ es la corriente que admite el inversor elegido por cada entrada:

Para obtener la corriente máxima de cada cadena se sigue el mismo procedimiento para obtener la $P_{m\acute{a}x_{panel}}$ pero esta vez utilizando la temperatura ambiente más alta de la zona (45°C):

Coeficiente de Corrección de $I_{m\acute{a}x}$: $C_{CI_{m\acute{a}x}} = 0,05\%/^{\circ}C$

$$T_c [^{\circ}C] = 45^{\circ}C + 1000 \frac{W}{m^2} \times \frac{44^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} = 75^{\circ}C$$

$$I_{m\acute{a}x_{panel}} = I_{panel} + \frac{C_{C_{I_{m\acute{a}x}}} \times I_{panel} \times (T_c - T_{STC})}{100}$$

$$I_{m\acute{a}x_{panel}} = 9,15A + \frac{0,05\%/^{\circ}C \times 9,15A \times (75^{\circ}C - 25^{\circ}C)}{100} = 9,38A$$

$$2 \times I_{G_{cadena\ m\acute{a}x}} = 2 \times 9,38 A = 18,76 A$$

Como $I_{Einv} = 35 A$

$$2 \times I_{G_{cadena}} [A] < I_{Einv} [A] \therefore \text{cumple}$$

En el caso de la tensión de entrada al inversor se debe verificar que:

$$V_{OC_{cadena\ m\acute{a}x}} [V_{cc}] = 20 \text{paneles} \times V_{OC} [V_{cc}] \leq V_{inv} [V_{cc}]$$

Donde $V_{OC_{cadena\ m\acute{a}x}}$ es la tensión a máxima que entregará cada cadena de paneles conectados en serie y se toma para su cálculo el valor de tensión a circuito abierto de cada panel afectado por el coeficiente de corrección por temperatura para V_{oc} contemplando la menor temperatura de la zona ($0^{\circ}C$). Esta situación puede darse cuando exista generación de los módulos fotovoltaicos y el circuito de corriente alterna por alguna causa se encuentre abierto (apertura de protecciones por falla, luego de un restablecimiento luego de un corte de energía de la red o simplemente al inicio de la generación en las mañanas por ejemplo) debiendo el inversor soportar la tensión $V_{OC_{m\acute{a}x}}$ antes mencionada en el lado de corriente continua. Por lo tanto:

Coeficiente de corrección por temperatura para V_{oc} : $C_{c_{V_{oc}}}$: $-0,31\%/^{\circ}C$

La temperatura de las celdas del panel se obtuvo anteriormente y es:

$$T_c [^{\circ}C] = 0^{\circ}C + 1000 \frac{W}{m^2} \times \frac{44^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} = 30^{\circ}C$$

Por lo que aplicando:

$$V_{oc_{m\acute{a}x_{panel}}} = V_{oc_{panel}} + \frac{C_{C_{V_{oc}}} \times V_{oc_{panel}} \times (T_c - T_{STC})}{100}$$

$$V_{oc_{m\acute{a}x_{panel}}} = 46,4V + \frac{-0,31\%/^{\circ}C \times 46,4V \times (30^{\circ}C - 25^{\circ}C)}{100} = 45,68V$$

Por lo tanto:

$$V_{OC_{cadena}} = 20 \text{paneles} \times 45,68 V_{cc} = 913,62 V_{cc}$$

Siendo $V_{inv} = 1000V_{cc}$. Se verifica que:

$$V_{OC_{cadena}} [V_{cc}] < V_{inv} [V_{cc}] \therefore \text{cumple}$$

Como todos los valores cumplen, la conformación de los arreglos se toma como válida.

17.2.4 Disposición de montaje: cálculo final el largo del techo

Los módulos pueden montarse de manera:

Horizontal (Landscape): cuando los lados largos del panel se encuentran a distintas alturas, independientemente del ángulo que forme el plano del módulo respecto al suelo.

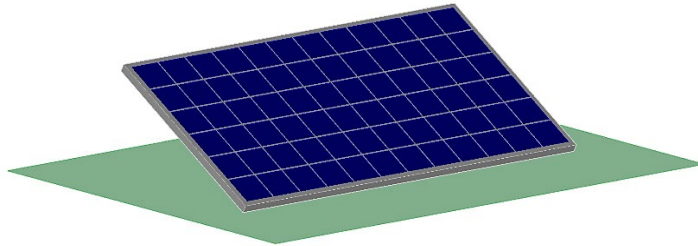


Imagen 17.2.4A: "Inclinación Horizontal de paneles" Fuente: Propia

Vertical (Portrait): cuando los lados cortos del panel se encuentran a distintas alturas, independientemente del ángulo que forme el plano del módulo respecto al suelo.

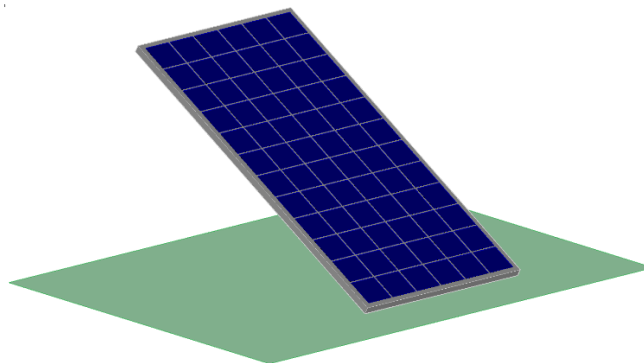


Imagen 17.2.4B: "Inclinación Vertical de paneles" Fuente: Propia

Plana: Cuando la superficie del panel tiene una inclinación de 0° .

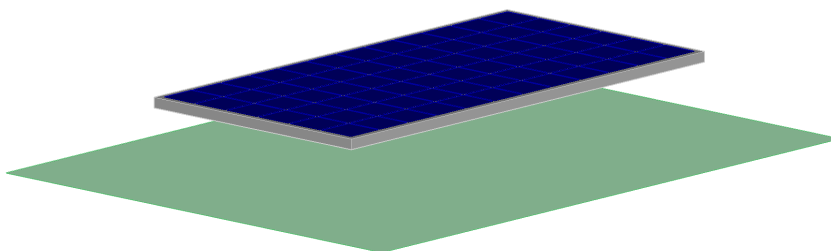


Imagen 17.2.4A: "Panel sin inclinación (plana)" Fuente: Propia

Las disposiciones de los paneles más usadas, en busca de captar la mayor cantidad de recurso solar posible, son la disposición vertical y la horizontal.

La disposición vertical o portrait tiene como ventaja un ahorro en los componentes de montaje y consecuentemente en los costos, especialmente los generados por los rieles, pero como desventaja se encuentra que para los paneles estándar, las sombras sobre los mismos generan mayores pérdidas respecto a cuando se ubican horizontalmente para igual superficie sombreada (debido a la conexión interna de las celdas fotovoltaicas y los diodos bypass de protección).

La posición horizontal o landscape, por lo dicho, genera menores pérdidas para el mismo impacto de las sombras pero se debe incurrir en mayores costos para su montaje.

Las dimensiones adoptadas para la estructura soporte de los módulos (específicamente el ancho = 6,10m) y las dimensiones de estos, permiten que se pueda elegir entre ubicar 6 paneles horizontales contiguos a lo ancho (ancho total de los 6 paneles horizontales = 6,09m) o 3 paneles verticales contiguos en el mismo ancho (largo total de los 3 paneles verticales = 6,10m).

Para este proyecto en particular, la desventaja de la disposición vertical pierde relevancia ya que se eligió un tipo de panel fotovoltaico de celda partida, que gracias a su nueva conexión interna (respecto a los de celda completa) evita que gran parte del módulo deje de generar como consecuencia de la activación de los diodos bypass de protección por sombreado, además que por la forma y ubicación de la estructura no existen otros elementos cercanos que proyecten sombra sobre los módulos. Por lo tanto, se decidió adoptar la disposición vertical de los módulos, ya que se disminuyen los costos de montaje sin sacrificar capacidad de generación y también porque facilita el cableado en serie de los mismos.

Si llamamos "columnas" al conjunto de paneles ubicados a lo ancho del techo y "filas" al conjunto de los paneles ubicados de lo largo del techo, el largo de la estructura será:

$$L_{techo}[m] = N_{columnas} \times (A_{panel} + 0,02)[m]$$

Donde A_{panel} el ancho del panel en metros, al cual se le agregó 0,02 m por panel que se corresponden con el ancho de las grampas de sujeción de los mismos, ya que estas se ubican en sus laterales. Siendo el número de columnas:

$$N_{columnas} = \frac{\text{Número final de paneles}}{3 \text{ paneles/columna}} = \frac{160 \text{ paneles}}{3 \text{ paneles/col}}$$

$$N_{columnas} \cong 54 \text{ columnas}$$

El largo final de la estructura será:

$$L_{techo}[m] = 54 \times (1,004 + 0,02)[m]$$

$$L_{techo}[m] = 55,30 [m]$$

Se decidió dejar en el centro de toda la estructura una separación de 5cm aproximadamente entre columnas contiguas (para absorber corrimientos en el montaje, por dilatación, etc.) por lo cual el largo final aproximado de la estructura es:

$$L_{techo}[m] = 55,35 [m]$$

18. Cálculo y selección de elementos misceláneos de la instalación Fotovoltaica: E. Eléctricos y E. de Montaje

18.1 Elementos Eléctricos

18.1.1 Conductores para DC

Para poder determinar los conductores que requiere la instalación, es necesario primero determinar las distancias entre los elementos a conectar. A continuación se muestra una imagen donde se puede apreciar cómo quedarán conformados los grupos de generadores y sus respectivas ubicaciones respecto a los demás elementos eléctricos (medidor, tablero de control, etc.):

REFERENCIAS:

- **F_n**: Número de filas de paneles.
- **C_n**: Número de columna de paneles.
- **G_n**: Número de grupo de paneles (conectados en serie).
- **V-R**: Paneles para Ventilación del gabinete de inversores y/o repuesto.
- **CC_n**: Caja de conexiones (paralelos de grupos) y seccionadores/fusible.

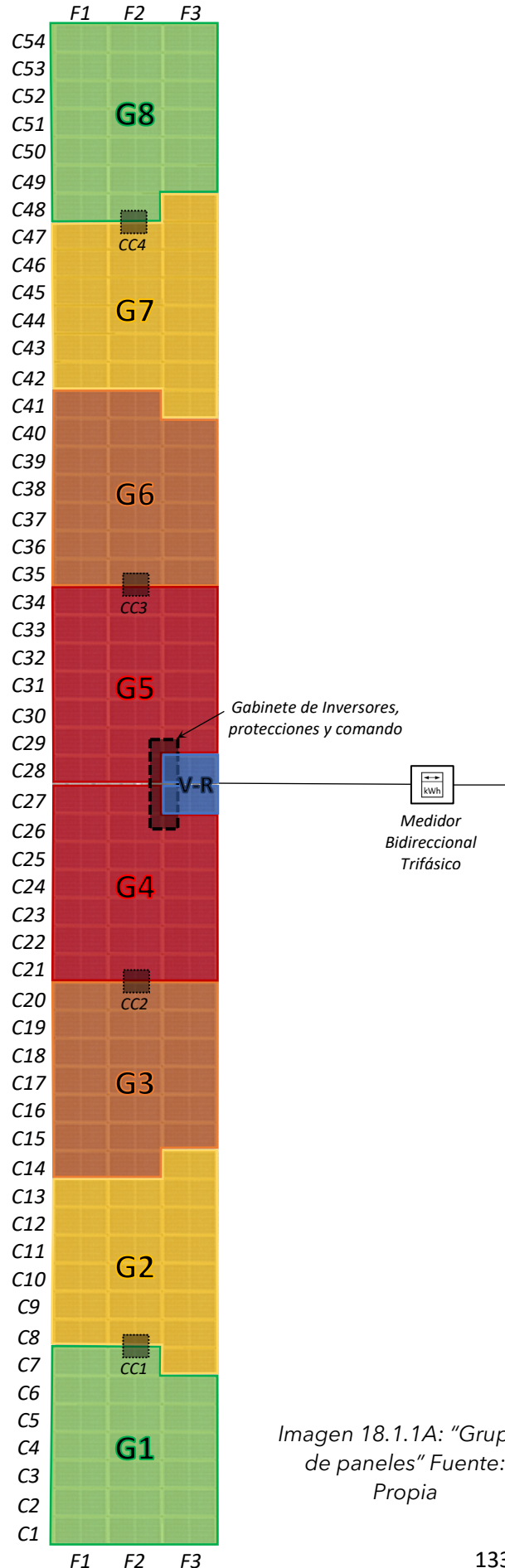


Imagen 18.1.1A: "Grupos de paneles" Fuente: Propia

En el gráfico anterior queda evidenciado que $G1=G8$, $G2=G7$, $G3=G6$ y $G4=G5$ en lo que respecta a su conformación y conexión, además que los grupos $G1$, $G2$, $G7$ Y $G8$ son los más desfavorables desde el punto de vista de la caída de tensión de los conductores ya que se encuentran a una mayor distancia del gabinete de inversores respecto a los demás grupos.

Por lo dicho, se calcula la sección de los conductores para la conexión serie de paneles del grupo $G2$ y para el tramo de conexión la caja de conexiones $CC1$ (paralelo de grupos $G1$ - $G2$) y el inversor y se repite propio para los demás casos.

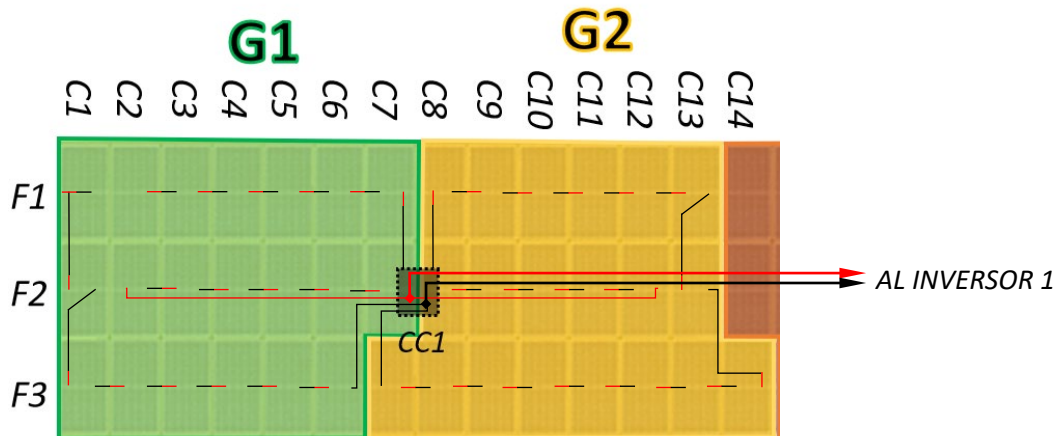


Imagen 18.1.1B: "Cableado del Grupo de paneles" Fuente: Propia

El conductor que se le asigna a los módulos es de 4mm^2 de sección, del tipo "solar" modelo/marca: H1Z2Z2-K TECSUN / PRYSMIAN, el cual se verifica si cumple con los requisitos eléctricos necesarios para conectar la caja $CC1$ y los 20 generadores en serie. Luego se determina el conductor necesario para la conexión entre la caja $CC1$ y el inversor 1, el cual también será del mismo tipo, modelo y marca que el anterior.

18.1.1.1 Cálculo de conductores para conexión en serie de paneles grupo $G1$ y $G2$

Datos:

Tabla 18.1.1.1A: "Características del circuito de conexión serie de paneles del grupo $G1$ y $G2$ " Fuente: Prysmian (fabricante) [adaptación]

DENOMINACIÓN DEL CONDUCTOR/MARCA	H1Z2Z2-K TECSUN / PRYSMIAN
TIPO	Unipolar
CORRIENTE DE LA CADENA DE PANELES EN SERIE " I_{PS} "	9,15 A *1
SECCIÓN CONDUCTOR	4 mm²
INTENSIDAD BASE " I_b "	46 A*2
TIPO DE AISLACIÓN DEL CONDUCTOR	XLPE

*1 Se tomó la corriente de máxima potencia porque es la que el inversor fuerza a trabajar a los paneles.

*2 Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). (Ver catalogo en sección "Anexos" del presente trabajo).

Cálculo de conductor por intensidad máxima admisible:

Tabla 18.1.1.1B: "Factores de corrección del conductor" Fuente: Prysmian (fabricante) [adaptación]

FACTORES DE CORRECCIÓN		
POR TEMPERATURA AMBIENTE *	0,9	*Para una temperatura ambiente de 50°C
POR EXPOSICIÓN DIRECTA AL SOL*	0,9	*Si bien no es exposición directa, se considera igual por que los conductores pasan cerca de la parte posterior del panel, y aunque tiene ventilación, la transmisión térmica de los paneles hacia los conductores podría darse.
EXCESO DE GENERACIÓN*	0,83	*Los valores de corriente usados corresponden a una irradiancia de 1000w/m2, pero este valor puede eventualmente superarse en determinadas zonas, se adopta 1/1,2=0,83 como coeficiente, siendo 1,2 un valor correspondiente a 1200w/m2 de irradiancia ya que en la atmósfera el valor de irradiancia es de 1347 w/m2 pero este se atenúa a medida que se acerca a la superficie terrestre.

Afectando la Intensidad base del conductor por los coeficientes anteriores, se obtiene que la corriente máxima admitida "I_{mc}" por el conductor en las condiciones de uso vale I_{mc}= 30,93 A y como I_{mc}<I_{PS} el conductor elegido cumple la primera condición.

Cálculo de conductor por Método de la caída de tensión:

Para este caso se aplica la siguiente ecuación, debiendo verificarse que la caída de tensión máxima no supere el 1,5% teniendo en cuenta tanto la caída de tensión que ocurre en la conexión serie de paneles más la que ocurre en la conexión de las cajas CC_n y los inversores:

$$\Delta V\% = \frac{K \cdot I \cdot L \cdot (r_L' \cdot \cos\phi + x_L' \cdot \sen\phi)}{V} \times 100$$

Para este caso, los valores a reemplazar son:

Tabla 18.1.1.1C: "Características del circuito de conexión serie de paneles del grupo G1 y G2" Fuente: Propia

K*	2		*K=2 por ser un circuito en Corriente continua
I	9,15	A	Corriente de la cadena de paneles en serie "I _{PS} "
L	0,023	km	Longitud de todos los conductores en serie más la necesaria para llevar los conductores desde la cadena a la caja CC _n
V	754	V _{CC}	Tensión a la salida de la cadena de paneles en serie.

r_L'	5,097	Ω/km^*	*5,09 corresponde al conductor según catálogo y 0,07 corresponden a (22 conectores x 0,3 mohm/conector)
x_L'	0	Ω/km	
cosφ	1		
senφ	0,00		

El resultado obtenido es: $\Delta V_1\% = 0,28\% \rightarrow \Delta V_1 = 2,15 V$

Al cumplir las dos condiciones anteriores, el conductor seleccionado es correcto.

18.1.1.2 Cálculo de conductores para conexión caja de conexiones CC1 y el Inversor 1

Datos:

Tabla 18.1.1.2A: "Características del circuito de conexión serie de paneles del grupo CC1 e Inversor" Fuente: Prysmian (fabricante) [adaptación]

DENOMINACIÓN DEL CONDUCTOR/MARCA	H1Z2Z2-K TECSUN / PRYSMIAN
TIPO	Unipolar
CORRIENTE DEL PARALELO G1-G2 " I_{PP} "	18,3 A *¹
SECCIÓN CONDUCTOR	6 mm²
INTENSIDAD BASE " I_B "	59 A*²
TIPO DE AISLACIÓN DEL CONDUCTOR	XLPE

*¹ Se tomó el doble de la corriente de máxima potencia porque es la que el inversor fuerza a trabajar a los paneles y porque resulta de la conexión en paralelo de dos cadenas de generadores en serie (conexión en paralelo del grupo G1 y G2).

*² Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). (Ver catalogo en sección "Anexos" del presente trabajo).

Cálculo de conductor por intensidad máxima admisible:

Tabla 18.1.1.2B: "Factores de corrección del conductor" Fuente: Prysmian (fabricante) [adaptación]

FACTORES DE CORRECCIÓN		
POR TEMPERATURA AMBIENTE *	0,9	*Para una temperatura ambiente de 50°C
POR EXPOSICIÓN DIRECTA AL SOL*	0,9	*Si bien no es exposición directa, se considera igual por que los conductores pasan cerca de la parte posterior del panel, y aunque tiene ventilación, la transmisión térmica de los paneles hacia los conductores podría darse.
POR AGRUPAMIENTO*	0,8	*2 circuitos es decir, 4 conductores activos en corriente continua

EXCESO DE GENERACIÓN*	0,83	*Los valores de corriente usados corresponden a una irradiancia de 1000w/m ² , pero este valor puede eventualmente superarse en determinadas zonas, se adopta 1/1,2=0,83 como coeficiente, siendo 1,2 un valor correspondiente a 1200w/m ² de irradiancia ya que en la atmósfera el valor de irradiancia es de 1347 w/m ² pero este se atenúa a medida que se acerca a la superficie terrestre.
-----------------------	------	--

Afectando la Intensidad base del conductor por los coeficientes anteriores, se obtiene que la corriente máxima admitida "I_{mc}" por el conductor en las condiciones de uso vale I_{mc}= 31,7 A y como I_{mc}<I_{PP} el conductor elegido cumple la primera condición.

Cálculo de conductor por Método de la caída de tensión:

Para este caso se debe verificarse que la caída de tensión máxima en este tramo no supere el 1,22%, valor que resulta de hacer la diferencia de la caída de tensión máxima admitida y la caída de tensión que ocurre en la conexión de los paneles en serie (1,5%-0,28%=1,22%)

Para este caso, los valores a reemplazar son:

Tabla 18.1.1.2C: "Características del circuito de conexión serie de paneles del grupo G1 y G2" Fuente: Propia

K*	2		*K=2 por ser un circuito en Corriente continua
I	18,3	A	Corriente del Paralelo de los grupos G1 y G2
L	0,025	km	Longitud de los conductores desde la caja de conexiones CC1 hasta el Inversor 1
V	754	V _{CC}	Tensión a la salida de la cadena de paneles en serie.
r_L'	7,75	Ω/km*	Según catálogo.
x_L'	0	Ω/km	
cosφ	1		
senφ	0,00		

El resultado obtenido es: $\Delta V_2\% = 0,94\% \rightarrow \Delta V_2 = 7,09 V$

Se observa que si se suma la caída de tensión en el tramo 1 (conexión serie de paneles) y la caída de tensión en el tramo 2 (conexión CC1-inversor 1) es menor a la caída de tensión máxima estipulada del 1,5% ($\Delta V_1\% + \Delta V_2\% = 1,22\% < \Delta V\%$) por lo tanto el conductor seleccionado es correcto.

Como cumple para este circuito, que junto con el circuito de los grupos G7 y G8, son los más desfavorables, se aplicará el mismo conductor para la conexión de los demás paneles y grupos.

18.1.2 Conductores para AC

El conductor en cuestión es el que conecta los inversores al medidor bidireccional y será tetrapolar, denominación/marca Sintenax Valio/Prysmian y con aislación tipo PVC (Ver catálogo en sección "Anexos" del presente trabajo).

Datos:

- Corriente máxima a la salida del inversor: $I_f = 43,5$ A (Ver catálogo en sección "Anexos" del presente trabajo) por lo cual la corriente " I_{IM} " en el tramo inversor-medidor será $I_{IM} = 87$ A.
- Conductor directamente enterrado a una profundidad de 0,7m en tierra muy seca con vegetación.
- Caída de tensión máxima admisible: $\Delta V\% = 1\%$.

Cálculo de conductor por intensidad máxima admisible:

Tabla 18.1.2A: "Factores de corrección del conductor" Fuente: Prysmian (fabricante)
[adaptación]

FACTORES DE CORRECCIÓN		
POR TEMPERATURA DEL TERRENO *	0,81	*Para una temperatura del terreno a una profundidad de 0,7m de 40°C y temperatura de servicio de 70°C
POR RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO	0,85	*Tierra muy seca (resistividad térmica del terreno=1,5 K.m/W y conductores directamente enterrados).

Se adopta una sección de conductor de 50 mm² (Prysmian Sintenax Valio 3x50+1x25mm² 1,1kV) el cual soporta una intensidad base de $I_B = 173$ A. Afectando la Intensidad base del conductor por los coeficientes anteriores, se obtiene que la corriente máxima admitida " I_{mc} " por el conductor en las condiciones de uso vale $I_{mc} = 119$ A y como $I_{mc} < I_{IM}$ el conductor elegido cumple la primera condición.

Cálculo de conductor por Método de la caída de tensión:

Para este caso se debe verificarse que la caída de tensión máxima en este tramo no supere el 1%.

$$\Delta V\% = \frac{K \cdot I \cdot L \cdot (r_L' \cdot \cos\phi + x_L' \cdot \sin\phi)}{V} \times 100$$

Para este caso, los valores a reemplazar en la ecuación son:

Tabla 18.1.2B: "Características del circuito AC" Fuente: Propia

K*	1,73...		* $K = \sqrt{3}$ por ser un circuito CA trifásico
I	87	A	Corriente del Paralelo de los Inversores 1 y 2

L	0,010	km	Longitud de los conductores desde el inversor al medidor bidireccional.
V	380	V_{CA}	Tensión de línea a la salida de los inversores.
r_L'	0,464	Ω/km^*	Según catálogo para conductor 3x35+1x16 mm ²
x_L'	0,0777	Ω/km	Según catálogo para conductor 3x35+1x16 mm ²
cosφ	0,95		
senφ	0,31		

El resultado obtenido es: $\Delta V\% = 0,27\% \rightarrow \Delta V_2 = 1,03 V$

Se observa que si se suma la caída de tensión en el tramo 2 (conexión entre inversores y medidor bidireccional) es menor a la caída de tensión máxima estipulada del 1%, por lo tanto el conductor seleccionado es correcto.

Vale aclarar que el circuito de comando de luminarias se ubicará dentro del mismo gabinete de los inversores, por lo cual este conductor también deberá ser capaz de soportar el consumo del conjunto de luminarias, tanto de la ciclovía como las de la calzada, pero como la potencia requerida por tal conjunto de luminarias es menor (es la mitad debido al coeficiente de sobredimensionamiento de la instalación fotovoltaica) que la entregada por el par de inversores, el conductor es apto para soportar ambas potencias.

18.1.3 Cálculo y selección de elementos de protección

Los elementos de protección que se exponen a continuación (salvo el apantallamiento contra descargas atmosféricas y el uso de diodos) se exigen en la Resolución de Generación Distribuida N°001/20 de la Subsecretaría de Energía de la Provincia de La Rioja (Subsecretaría de Energía, 2020). A continuación se muestra el diagrama unifilar de referencia incluido en la resolución mencionada:

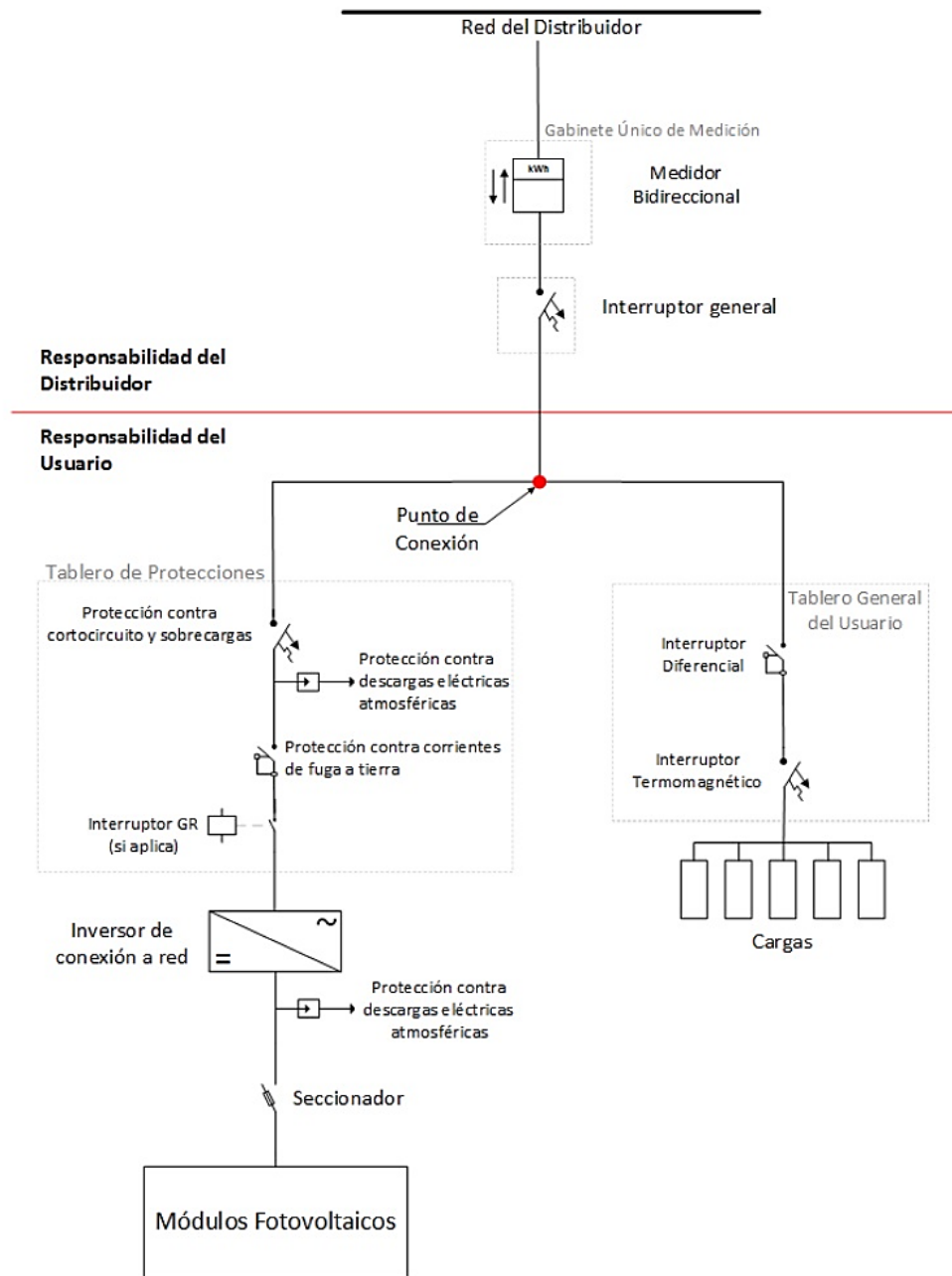


Imagen 18.1.3A: "Unifilar Eléctrico para Generación distribuida" Fuente: (Subsecretaría de Energía, 2020)

Para la selección de las protecciones, se aplicó lo indicado por la reglamentación de la Asociación Electrotécnica Argentina, en particular la norma "AEA 90364-4: Protecciones para preservar la seguridad" (Asociación Electrotécnica Argentina, 2020) y la norma (UNE, 2020) que trata el mismo tema de igual manera, y las normas IEC que se mencionan luego.

Según tales normas, los dispositivos de protección contra sobreintensidad en circuitos eléctricos deben satisfacer dos condiciones:

1. $I_B < I_n < I_c$
2. $I_2 \leq 1,45 I_c$

Donde:

- I_B : Es la corriente calculada o de proyecto.
- I_n : Es la corriente asignada de protección (la nominal del dispositivo de protección)
- I_c : Es la corriente admisible en régimen permanente por los conductores a proteger.
- I_2 : Es la corriente que asegure el efectivo funcionamiento del dispositivo de protección en las condiciones definidas. Pero I_2 vale:
 - $I_2 = 1,3 I_n$ para interruptores automáticos (IEC 60947-2) y (IEC 60898)
 - $I_2 = 1,6 I_n$ para fusibles (IEC 60269)

Por lo dicho, para interruptores automáticos sólo se debe verificar que cumpla la primera condición (ya que de fábrica para cumplir con las normas IEC se garantiza el cumplimiento de la segunda):

1. $I_B < I_n < I_c$

y para fusibles se deben cumplir las dos simultáneamente, quedando la segunda condición como:

1. $I_B < I_n < I_c$
2. $1,6 I_n \leq 1,45 I_c$

18.1.3.1 Protecciones de circuitos en Corriente Continua

DIODOS

Se colocarán diodos en los extremos de cada grupo de paneles (extremos de las cadenas de paneles en serie) para evitar la circulación de corriente de una cadena a otra en caso de que existan diferentes tensiones a la salida de las mismas. Esto puede suceder por: sombras, falla en algún panel fotovoltaico o por la apertura de los fusibles de alguno de los grupos.

Tales diodos se encuentran dentro del último conector del grupo (aguas abajo de todos los paneles del grupo) en el conector positivo. (Ver diagrama unifilar en sección "Planos" del presente trabajo). Como a la salida de cada grupo la corriente es $I_{Gn} = 9,15 A$, el conector con diodo seleccionado es:



Modelo/marca	MC4-DIO/ ENERTIK
Tipo	Conector porta diodo con diodo (para ambos polos)

Conector	MC4
Tensión max. conector y diodo	1500V
Corriente nominal del diodo	15A
Material de los contactos	Cobre, estañado
Grado de protección	IP67
Clase de Seguridad	II
Certificaciones UL y TÜV	
Protección UV	

Tabla 18.1.3.1A: "Características del Diodo" Fuente: Enertik (Proveedor)

FUSIBLES Y PORTA FUSIBLE SECCIONADOR

Se colocarán fusibles en ambos polos a la salida de cada grupo de paneles (cadenas de paneles en serie).

Según lo dicho, los fusibles deben cumplir por norma dos condiciones:

1. $I_B < I_n < I_C$
2. $1,6 I_n \leq 1,45 I_C$

En este caso:

$$I_B = 9,15A$$

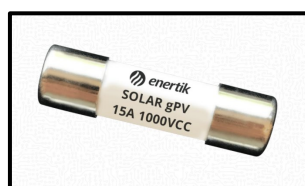
$I_C = I_{mc} = 30,93A$ (ver 18.1.1.1 Cálculo de conductores para conexión en serie de paneles grupo G1 y G2 pág.134)

Por lo tanto, se selecciona un fusible de 15A:

1. $9,15A < 15A < 30,93A$
2. $1,6 \times 15A \leq 1,45 \times 30,93A$

*Nota: se seleccionó el fusible de menor corriente nominal y próximo superior a la corriente de proyecto ya que bajo ningún concepto la corriente generada por el grupo de paneles podrá superar la corriente de cortocircuito generada por los paneles, la cual vale $I_{SCP} = 9,62A$, es decir, con el valor de seleccionado de fusible se protege tanto a la cadena de paneles como al conductor, por lo cual carece de sentido adoptar un valor mayor de corriente de fusible (el cual surge de la segunda condición, ya que valdría $I_n = [(1,45 \times 30,93A) / 1,6] = 28A$).

Los fusibles seleccionados con sus respectivos portafusibles/seccionador son:



Marca	ENERTIK
Modelo	SFUS-15
Tipo	Solar gPV
Intensidad nominal	15A
Mínimo poder de corte	1,1 In
Máximo poder de corte	50kA
Voltaje máximo	1000VCC
Tamaño del fusible	10 x 38 mm
Normativa	IEC 60947-3, UL4248-1, UL4248-18

Tabla 18.1.3.1B: "Características del Fusible solar" Fuente: Enertik (Proveedor)

Tabaquera porta fusible/seccionador:



-Tensión Nominal:	1000Vcc
- Corriente Nominal:	32A
- Tipo de Corriente:	CC (Corriente Continua)
- Cantidad de Polos:	2
- Dimensiones del Fusible:	10mm x 38mm
- Máxima Disipación de Potencia Aceptada:	3W
Cantidad de patas:	4
- Grado de Protección Mecánica:	IP20
- Sección de los Terminales:	25mm ²
- Norma Aplicable:	IEC 60947-3
- Categoría Internacional de Utilización:	DC-20B

Tabla 18.1.3.1C: "Características de la tabaqueera portafusibles" Fuente: Enertik (Proveedor) [adaptación]

INTERRUPTOR/PROTECTOR TERMOMAGNÉTICO

Se instalará a la entrada del inversor (entrada en corriente continua) un interruptor termomagnético tetrapolar con el objetivo de, además de proteger los conductores que conectan las cajas CCn e inversor Inv_n , de poder seccionar los circuitos de todos los paneles a la vez en caso de ser necesario, por ejemplo, para mantenimiento del inversor.

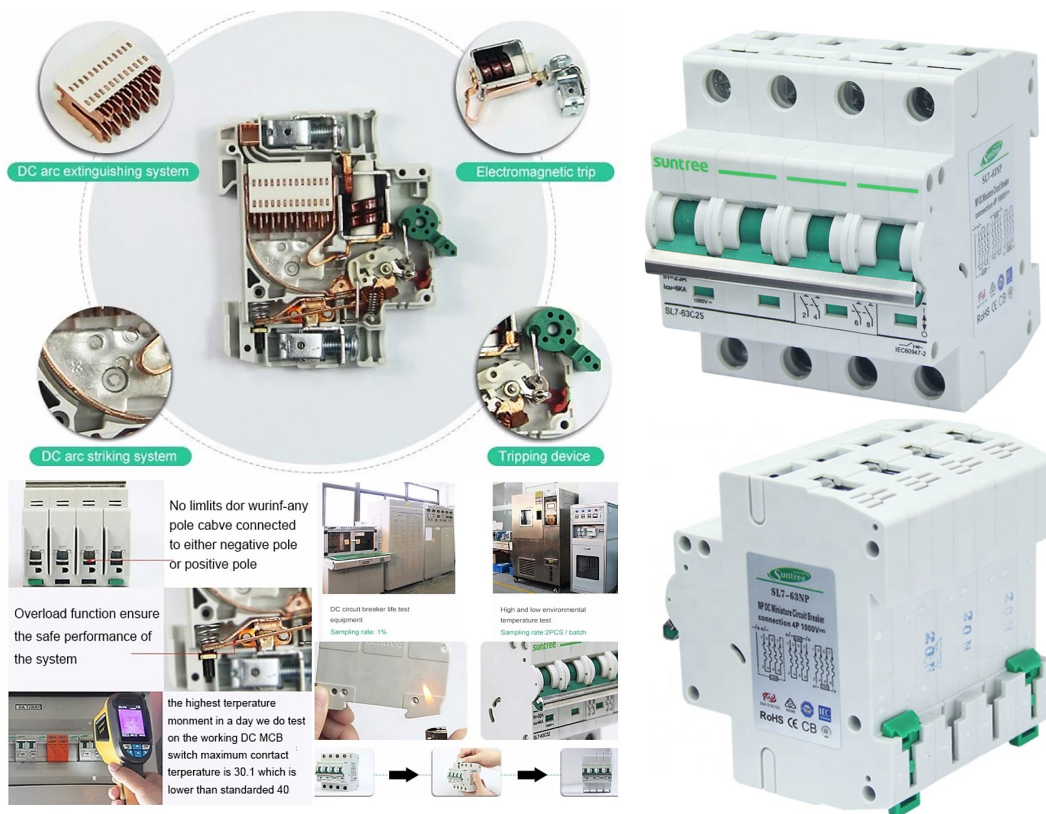
Al ser un interruptor automático, debe cumplir según lo dicho, la primera condición:

a) $I_B < I_n < I_C$

Siendo:

- $I_B = 18,3A$
- $I_C = I_{mc} = 31,7A$ (ver 18.1.1.1.2 Cálculo de conductores para conexión caja de conexiones CC1 y el Inversor 1 Pág. 136)

Por lo tanto se adopta un interruptor termomagnético con $I_n = 25A$ ya que: $18,3A < 25A < 31,7A$



Marca	SUNTREE
Modelo	SL7-4P25
Polos	4
Corriente nominal	25A
Tensión máxima	1000-1200 VCC
Sección de cable	1 mm ² ~ 25 mm ²
Temperatura de trabajo	-20°C ~ +70°C
Capacidad de ruptura	4.5KA... 6KA

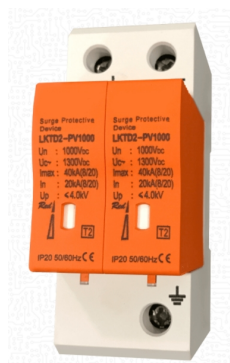
Normativa	IEC60947-2
Certificaciones	IEC TUV SAA CE ROHS
Montaje	DIN 35mm
Dimensiones	70 x 80 x 71 mm
Peso neto	0,48 kg

Tabla 18.1.3.1D: "Características del ITM para corriente continua" Fuente: Suntree (Fabricante) [adaptación]

PROTECTOR DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Como medida complementaria al apantallamiento contra descargas atmosféricas que se expone luego en el presente trabajo, se instalarán en las líneas de entrada al inversor y previo al mismo, descargadores atmosféricos.

Los descargadores son:



Marca	SUNTREE
Modelo	LKTD2-PV1000
Tipo	Bipolar
Corriente de descarga	40kA
Tensión Nominal	1000VCC
Tensión Máxima	1300Vdc
Terminal	M5
Sección de cable	4 mm ² ~ 16 mm ² (flexible) / 25 mm ² (hard)
Tipo de montaje	Riel DIN 35
Grado de protección	IP40
Temperatura de trabajo	-3°C ~ +70°C
Dimensiones	36 x 90 x 68
Peso neto (kg)	0.24

Tabla 18.1.3.1E: "Características del descargador para corriente continua" Fuente: Suntree (Fabricante) [adaptación]

18.1.3.2 Protecciones de circuitos en Corriente Alterna

18.1.3.2.1 Protecciones del Circuito de Inversores

Protección Generador-Red (protección GR)

Según la Resolución de Generación Distribuida mencionada, la Protección GR es un dispositivo de seccionamiento y protección ante valores inadmisibles de tensión o

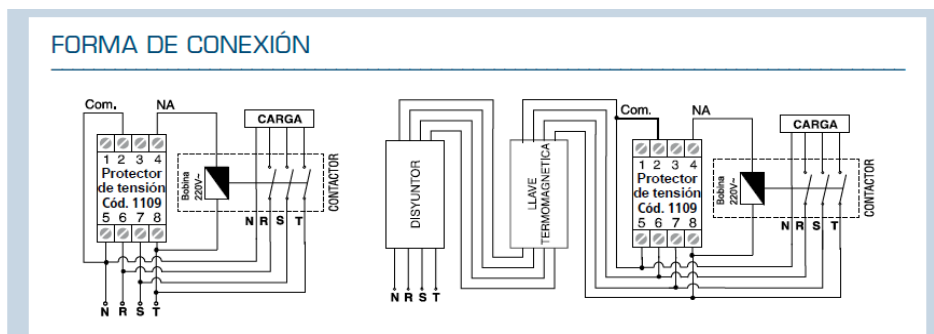
frecuencia, que cumple que tiene como objetivo las siguientes funciones de protección:

- Desconexión por subtensión.
- Desconexión por sobretensión.
- Desconexión por subfrecuencia.
- Desconexión por sobrefrecuencia.
- Desconexión por detección de funcionamiento en isla.

Tanto la protección de funcionamiento en isla (ante falta de servicio eléctrico de la red) y baja o alta frecuencia, ya vienen incorporada en el inversor, interrumpiendo la inyección de energía en caso de que el mismo detecte tales anomalías en la red.

La protección por sub o sobretensión la dará el conjunto compuesto por el relé sensor de sub/sobre tensión trifásico que comandará el par de contactores redundantes por circuito (ver diagrama unifilar).

El dispositivo que sensor de sub o sobretensión será:



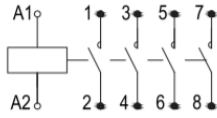
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- Marca/modelo: RBC Sitel / cod. 1109
- Anclaje: riel Din.
- Dimensiones: Dos bocas Din.
- Salida a Relay.
- Dispositivo clase II
- Uso interior
- Tensión de alimentación: 3 x 380 V~ + N- 50Hz.
- Rango de protección: 220 V~ + 10% (242 V~) - 50 Hz. (entre cada fase y neutro). 220 V~ - 20% (178 V~) - 50 Hz. (entre cada fase y neutro).
- Precisión: ± 3 V~.
- Retardo de desconexión por sobretensión: 10 milisegundos máx.
- Retardo de desconexión por baja tensión: 1 segundo $\pm 1/2$ seg.
- Retardo de reconexión: seleccionable entre 2,5 minutos (automática) o sin reconexión (manual).
- Indicadores:
 - "Sobre" o "Alta" tensión, 3 led bicolors (Rojo = Sobre tensión; Amarillo = Baja tensión).
 - Tensión "Normal" (Led verde "Normal" encendido).
 - En espera de reconexión, en Modo "automático" o "manual": destello del led verde de "Normal".
 - De secuencia de fase incorrecta: destello de 3 led variando entre rojo y amarillo.
- -Peso: 130 gramos.

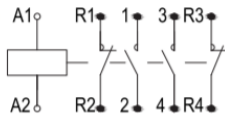


Tabla 18.1.3.2.1A: "Características del Sensor de Subtensión" Fuente: RBC Sitel (Fabricante) [adaptación]

Como la corriente máxima a la salida del inversor es de 43,5 A, los contactores que comandará el dispositivo anterior serán:



In (A)	Contactos	Uaux.	N° mod.	Código
63	4NO	220Vca	3	CM63-40M



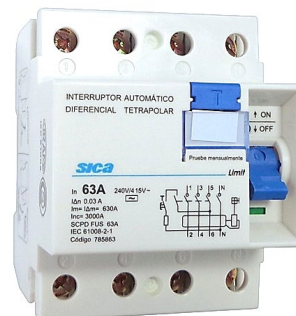
Tipo de control		Auto I-auto-O	CM25-20* CM25-AM20*	CM25-11* INO+INC	CM25-22* CM25-AM22*	CM25-40* CM25-AM40*	CM40-20* CM40-AM40*	CM63-40* CM63-AM40*	CM63-AM22*
Cantidad de polos			2NO	INO+INC	2NO+2NC	4NO	2NO	4NO	2NO+2NC
Intensidad nom. (Ie)	AC-7A	A	25			40		63	
	AC-7B	A	8,5			15		20	
Potencia	AC-1	kW	3	2,1	5,2	5,2	6	10,4	13,8
	AC-3	kW		1,3		3,5	2,7	5,2	6,8
Tensión nominal (Ue)		Vca	250	250	400	400	250	400	400
Tensión de aislación (Ui)		V	500						
Tensión de impulso (Uimp)		kV	4						
Frecuencia		Hz	50/60Hz						
Fusible máx. gL		A	25			40		63	
Retardo Conex./Desconexión		ms	<15		<40		40		<40
Cadencia			150/h						
Endurancia eléctrica		Maniobras	150000						
Tensión de mando		Vca	24 o 220 ±10%						
Potencia de llamada		VA	15		34		53		
Potencia de mantenimiento		VA	3,8		4,6		6,5		
Pérdidas		W	1,3		1,6		2,1		
Conexión (flexible)									
Circuito de potencia		(mm²)	1-6				4-25		
Torque		N/m	1,2				2		
Circuito de control		(mm²)					1-25		
Torque		N/m					0,8		
Indicador óptico de estado							SI		
Grado de polución							2		
Grado de protección							IP20		
Temperatura ambiente		°C					5-60		
Humedad relativa		%					90		
Altitud de funcionamiento		m					h/2000		
Norma			IEC 61095 / IEC 60947-4-1						
Modulos DIN		18mm	1	1	2	2	2	3	3

Tabla 18.1.3.2.1B: "Características del Contactor" Fuente: BAW (Fabricante) [adaptación]

Interruptor Diferencial

El dispositivo de protección contra corrientes de fuga será:

La protección diferencial de los interruptores diferenciales SICA es independiente de la tensión de alimentación y posee seguridad intrínseca, es decir que ante la aparición de una fuga a tierra está asegurado su correcto funcionamiento debido a que la energía que produce el disparo es proporcionada por la propia corriente de fuga.

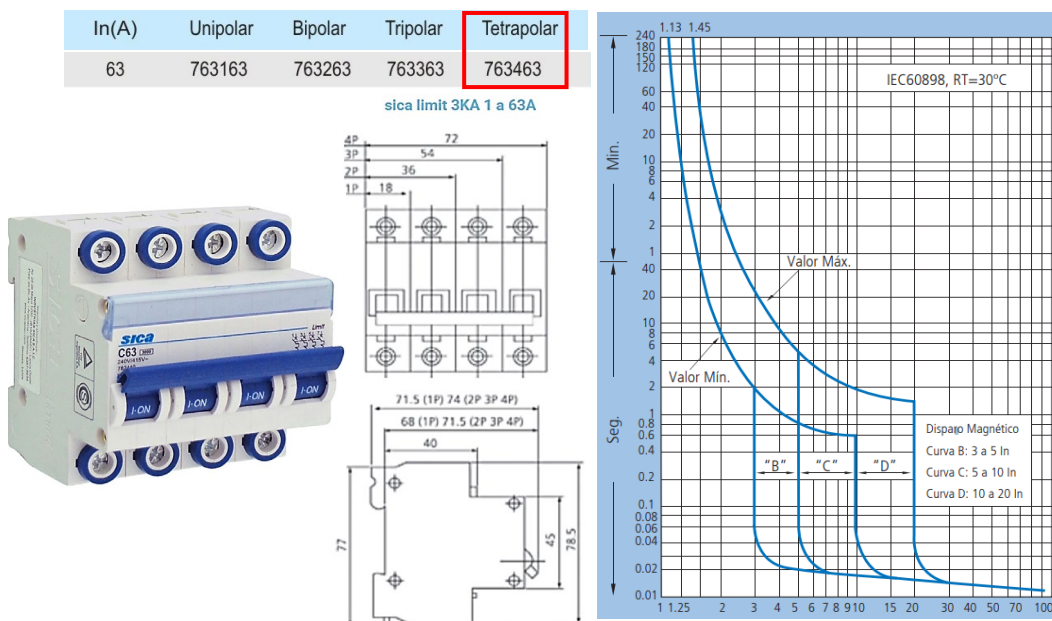


DISYUNTOR DIFERENCIAL SICA- TETRAPOLAR		
Clase	AC	
Corriente nominal	I_n	40 - 63A
Tensión nominal	U_n	240 / 415 V-
Corriente diferencial nominal	$I_{\Delta n}$	30 - 300 mA
Frecuencia	50/60 Hz	
Capacidad nominal de ruptura y de conexión	I_m	500-630 A
Capacidad diferencial de ruptura y de conexión	$I_{\Delta m}$	500-630 A
Corriente nominal condicional de cortocircuito	I_{nc}	3000 A
Dispositivo de protección contra cortocircuito	SCPD	Fus 63 A gG
Tensión de aislación mínima	U_i	500 V
Resistencia de aislación mínima	2/5 Mohm	
Rígidez dieléctrica	2500V	
Incombustibilidad	960°C	
Tamaño DIN	4 módulos	
Temperatura de funcionamiento	-5 a 40°C	
Altitud máxima	2000 m	
Grado de protección	IP20	
Bornes de conexión	25 ² mm	
Posición de instalación	vertical	
Momento de apriete mínimo	2,5 Nm	
Endurancia mecánica	10000 op	
Endurancia eléctrica a I_n *	2000 op	
Peso máximo	410 gr	
Montaje	Riel DIN 35 mm	

Tabla 18.1.3.2.1C: "Características del Interruptor Diferencial" Fuente: SICA (Fabricante) [adaptación]

Interruptor Termomagnético Seccional (circuito de cada inversor)

Serán del tipo tetrapolar, uno por cada inversor (ver diagrama unifilar) y del tipo y características que se muestran a continuación:



		Sicalimit 1 a 63 A
Norma de aplicación		IEC 60898
Curva de disparo		C
Capacidad de Ruptura		Icn = 3000 A Ics = 100% Icn
Rango de intensidad	I _n	1 a 63 A
Número de polos		1 - 2 - 3 - 4
Tensión nominal de operación	U _e	240 / 415 V
Tensión de aislación mínima	U _i	500 V
Frecuencia		50 / 60 Hz
Corriente convencional de no-disparo	I _t	1,13 x I _n
Corriente convencional de disparo	I _{nt}	1,45 x I _n
Potencia disipada		
I _n < 10 A	I _n ≤ 10 A	3 W
10 < I _n < 16 A	10 < I _n ≤ 16 A	3,5 W
16 < I _n < 25 A	16 < I _n ≤ 25 A	4,5 W
25 < I _n < 32 A	25 < I _n ≤ 32 A	6 W
32 < I _n < 40 A	32 < I _n ≤ 40 A	7,5 W
40 < I _n < 50 A	40 < I _n ≤ 50 A	9 W
50 < I _n < 63 A	50 < I _n ≤ 63 A	13 W
I _n = 80 A	I _n = 80 A	-
I _n = 100 A	I _n = 100 A	-
Tensión de impulso	U _{imp}	5000 V
Resistencia de aislación mínima		2 / 5 Mohm
Rigidez dieléctrica		2500 V
Endurancia mecánica		20000 op
Endurancia eléctrica*		4000 op
Incombustibilidad		960 °C
Grado de protección		IP20
Posición de instalación		vertical
Temperatura de calibración		30 °C
Rango de trabajo		-5 °C a 40 °C
Altitud máxima		2000 m
Bornes de conexión		25 mm ²
Momento de apriete mínimo		2 Nm
Peso máximo por polo		100 gr
Montaje		Riel DIN 35mm

Tabla 18.1.3.2.1D: "Características del Interruptor Termomagnético" Fuente: SICA (Fabricante) [adaptación]

Protector descargas atmosféricas en las líneas:

Será del tipo tetrapolar, para la corriente de descarga de 100kA según se especifica en la tabla 2.6.1 de la Norma IRAM (adjunta a continuación) para la clase III de protección. El dispositivo seleccionado y sus características se muestran a continuación:

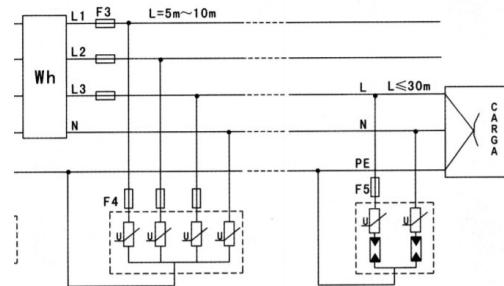
Nivel de protección	Valores máximos (Criterios de dimensionado)	
	Valor cresta máximo de la corriente de rayo	Probabilidad de que la efectivamente ocasionada sea inferior al valor de cresta máximo de la misma
I	200 kA	99 %
II	150 kA	98 %
III	100 kA	97 %
IV	100 kA	97 %

Tabla 2.6.1: Valores máximo de los parámetros de corriente de rayo y su probabilidad.

⇒ Valores máximos (Criterios de dimensionado que se utilizan para diseñar los componentes de protección contra rayos de manera que puedan cumplir las exigencias que se les plantean).



Instalación de descargadores de sobretensión en red de distribución TT



Protección categoría "C"
Energía Clase II: 8/20us
Tensión residual Up: 2500V
Tableros seccionales
Parametros de selección: Imax, In y Uc.

Tensión residual: 1500

Descargador de sobretensiones BAW	
Tipo	Tetrapolar (3P+N)
Modelo	SPD420/1004 X1
Up	2,5 kV
Uc	420 VCA
Is	60 KA (20 descargas 8/20µs)
Ismáx	100 KA
Tamaño	1,5 módulos DIN por polo (ancho total 108mm)
Indicador óptico de estado	

Tabla 18.1.3.2.1E: "Características del descargador para AC" Fuente: BAW (Fabricante) [adaptación]

18.2 Componentes de la estructura soporte de paneles:

La forma de montaje elegida es mediante rieles de aluminio anodizado. Normalmente, este tipo de fijación sirve instalar módulos en techos de chapa, pero en este caso en particular, se contará con perfiles C que son parte componente de la estructura que soporta los paneles (estructura de la cubierta) y que harían las veces de la chapa en donde se puede fijar el riel, el cual soportará las mordazas que fijarán el panel.

A continuación se muestran imágenes de este sistema para comprender mejor este sistema (para más información ver anexo).

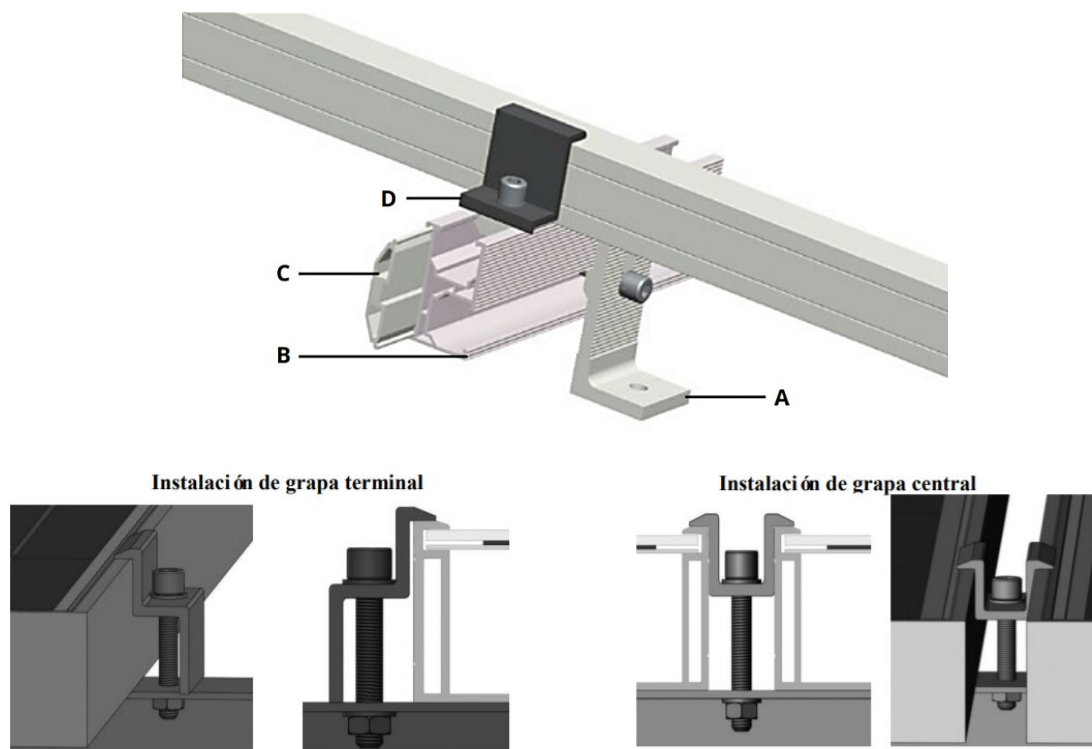


Figura 2: Módulo fotovoltaico solar instalado mediante el método de fijación con grapas



Imagen 18.2A: "Componentes de montaje de aluminio" Fuente: Enertik (proveedor) [adaptación]

ESPECIFICACIONES	
Pendiente del techo	hasta 45°
Altura de la edificación	hasta 20 metros
Revestimiento de techo	apto para la mayoría de los revestimientos
Velocidad del viento	hasta 88 m/s (316.8 km/h / 196.9mph)
Tipo de panel solar	con o sin marco
Orientación del panel	horizontal o vertical
Material	aluminio anodizado 6005 T6; acero inoxidable 304
Estándares	AS/NZ1170.2:2011, JIS C 8955:2011

Tabla 18.2B: "Especificaciones de los componentes de montaje de aluminio" Fuente: Enertik (proveedor) [adaptación]

19. Elementos eléctricos de los circuitos de luminarias

19.1 Conductores

19.1.1 Luminarias de la calzada

Se emplearán los mismos conductores que se encuentran actualmente instalados, ya que la potencia máxima de las nuevas luminarias led proyectadas ($P_{lum\ led}=200W$) es de la mitad del valor de potencia de las luminarias de vapor de sodio actualmente instaladas que se desean reemplazar ($P_{lum\ Vap.\ Sod.}= 400W$), claro está que si tales conductores están dimensionados para soportar la potencia del conjunto de luminarias actuales, con mayor razón aún soportarán la potencia requerida por el nuevo conjunto de luminarias. Además, como las protecciones de cada luminaria (interruptor termomagnético bipolar) están dimensionadas para proteger tal conductor, también se podrán seguir usando las ya instaladas (En los lugares donde no se cuenta con este tipo de protección deberá reemplazarse por la mencionada posteriormente). El hecho de seguir usando los elementos ya instalados, permite un gran ahorro en los costos de la obra.

Los conductores instalados en el circuito de luminarias de la calzada son:

Tabla 19.1.1A: "Conductores de los circuitos de Luminarias de la calzada" Fuente: Propia

CONDUCTOR	TRAMO			
	2-1	2-3	2-4	BORNERA-LUMINARIA
MARCA	PRYSMIAN	PRYSMIAN	PRYSMIAN	PRYSMIAN
DENOMINACIÓN	Sintenax Valio	Sintenax Valio	Sintenax Valio	TPR Ecoplus
FORMACIÓN (Nº/SECCIÓN)	4x10 mm ²	4x10 mm ²	4x10 mm ²	2x2,5 mm ²
LONGITUD DEL CIRCUITO	17m	432m	432m	12m

CORRIENTE POR EL CIRCUITO CON LUMINARIA ACTUAL	33,28A	16,64A	16,64A	1,92A
CORRIENTE POR EL CIRCUITO CON NUEVA LUMINARIA	16,64A	8,32A	8,32A	0,96A
CAÍDA DE TENSIÓN LUMINARIA ACTUAL	0,98%	4,14%	4,14%	0,19%
CAÍDA DE TENSIÓN NUEVA LUMINARIA	0,49%	2,07%	2,07%	0,10%

19.1.2 Luminarias de la ciclovia

Al igual que en el caso del circuito de las luminarias de la calzada, para el circuito eléctrico de las luminarias de la ciclovia se usarán los mismos conductores ya instalados, ya que se reducirá la potencia de las luminarias desde los 250W a los 30W (se reemplazarán todas las lámparas de Vapor de Mercurio E40 250W por lámparas led E40 30W). Sólo se deberán reubicar y reacondicionar los artefactos de alumbrado que estén en la zona donde se ubicará el techo fotovoltaico (un tramo de 56m aproximadamente, que equivale a reubicar 2 artefactos).

Los conductores en cuestión son:

Tabla 19.1.1B: "Conductores de los circuitos de Luminarias de la ciclovia" Fuente: Propia

CONDUCTOR	TRAMO			
	5-1	5-6	5-7	BORNERA-LUMINARIA
MARCA	PRYSMIAN	PRYSMIAN	PRYSMIAN	PRYSMIAN
DENOMINACIÓN	Sintenax Valio	Sintenax Valio	Sintenax Valio	TPR Ecoplus
FORMACIÓN (Nº/SECCIÓN)	4x10 mm ²	2x10 mm ²	2x10 mm ²	2x1,5 mm ²
LONGITUD DEL CIRCUITO	3m	385m	385m	2m
CORRIENTE POR EL CIRCUITO CON LUMINARIA ACTUAL	27,27A	27,27A	27,27A	1,08A
CORRIENTE POR EL CIRCUITO CON NUEVA LUMINARIA	3,28A	3,28A	3,28A	0,13A
CAÍDA DE TENSIÓN LUMINARIA ACTUAL	0,17%	5,97%	5,97%	0,03%
CAÍDA DE TENSIÓN NUEVA LUMINARIA	0,02%	2,07%	2,07%	0,003%

19.2 Protecciones

Interruptor Diferencial

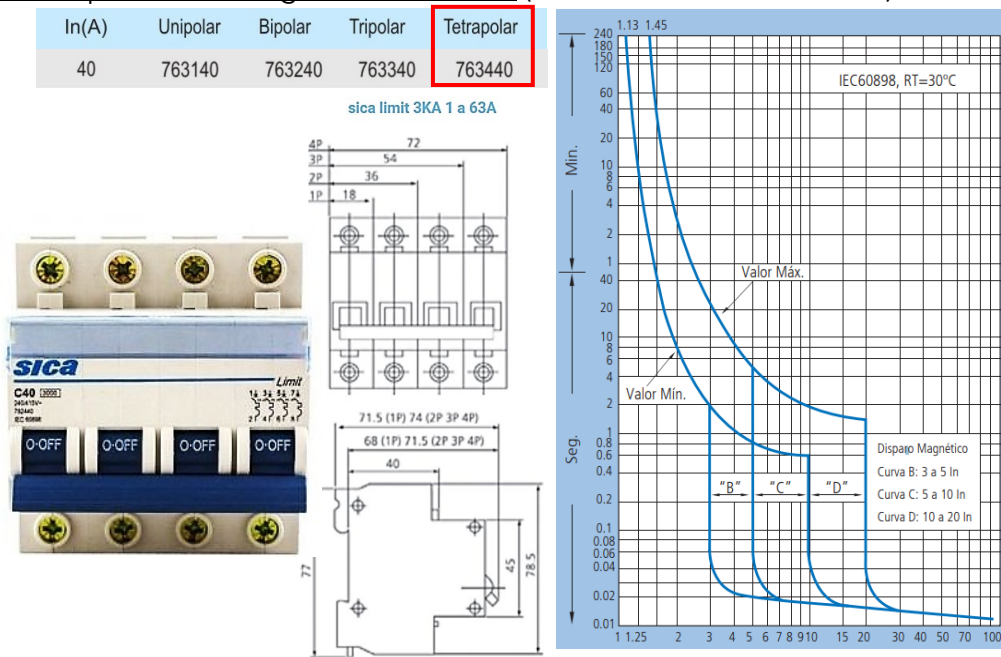
La protección diferencial de los interruptores diferenciales SICA es independiente de la tensión de alimentación y posee seguridad intrínseca, es decir que ante la aparición de una fuga a tierra está asegurado su correcto funcionamiento debido a que la energía que produce el disparo es proporcionada por la propia corriente de fuga.



DISYUNTOR DIFERENCIAL SICA- TETRAPOLAR		
Clase		AC
Corriente nominal	I_n	40 - 63A
Tensión nominal	U_n	240 / 415 V-
Corriente diferencial nominal	$I_{\Delta n}$	30 - 300 mA
Frecuencia		50/60 Hz
Capacidad nominal de ruptura y de conexión	I_m	500-630 A
Capacidad diferencial de ruptura y de conexión	$I_{\Delta m}$	500-630 A
Corriente nominal condicional de cortocircuito	I_{nc}	3000 A
Dispositivo de protección contra cortocircuito	SCPD	Fus 63 A gG
Tensión de aislación mínima	U_i	500 V
Resistencia de aislación mínima		2/5 Mohm
Rigidez dieléctrica		2500V
Incombustibilidad		960°C
Tamaño DIN		4 módulos
Temperatura de funcionamiento		-5 a 40°C
Altitud máxima		2000 m
Grado de protección		IP20
Bornes de conexión		25 ² mm
Posición de instalación		vertical
Momento de apriete mínimo		2,5 Nm
Endurancia mecánica		10000 op
Endurancia eléctrica a I_n *		2000 op
Peso máximo		410 gr
Montaje		Riel DIN 35 mm

Tabla 19.2A: "Características Eléctricas del Interruptor diferencial de las Luminarias"
Fuente: SICA (fabricante) [adaptación]

Interruptor Termomagnético Seccional (circuito luminarias calzada)



		Sicalimit 1 a 63 A
Norma de aplicación		IEC 60898
Curva de disparo		C
Capacidad de Ruptura		Icn = 3000 A Ics = 100% Icn
Rango de intensidad	In	1 a 63 A
Número de polos		1 - 2 - 3 - 4
Tensión nominal de operación	Ue	240 / 415 V
Tensión de aislación mínima	Ui	500 V
Frecuencia		50 / 60 Hz
Corriente convencional de no-disparo	It	1,13 x In
Corriente convencional de disparo	Int	1,45 x In
Potencia disipada		
In < 10 A	In ≤ 10 A	3 W
10 < In < 16 A	10 < In ≤ 16 A	3,5 W
16 < In < 25 A	16 < In ≤ 25 A	4,5 W
25 < In < 32 A	25 < In ≤ 32 A	6 W
32 < In < 40 A	32 < In ≤ 40 A	7,5 W
40 < In < 50 A	40 < In ≤ 50 A	9 W
50 < In < 63 A	50 < In ≤ 63 A	13 W
In = 80 A	In = 80 A	-
In = 100 A	In = 100 A	-
Tensión de impulso	Uimp	5000 V
Resistencia de aislación mínima		2 / 5 Mohm
Rigidez dieléctrica		2500 V
Endurancia mecánica		20000 op
Endurancia eléctrica*		4000 op
Incombustibilidad		960 °C
Grado de protección		IP20
Posición de instalación		vertical
Temperatura de calibración		30 °C
Rango de trabajo		-5 °C a 40 °C
Altitud máxima		2000 m
Bornes de conexión		25 mm ²
Momento de apriete mínimo		2 Nm
Peso máximo por polo		100 gr
Montaje		Riel DIN 35mm

Tabla 19.2B: "Características Eléctricas del Interruptor Termomagnético de las Luminarias de la calzada" Fuente: SICA (fabricante) [adaptación]

Interruptor Termomagnético Seccional (circuito luminarias ciclovía)

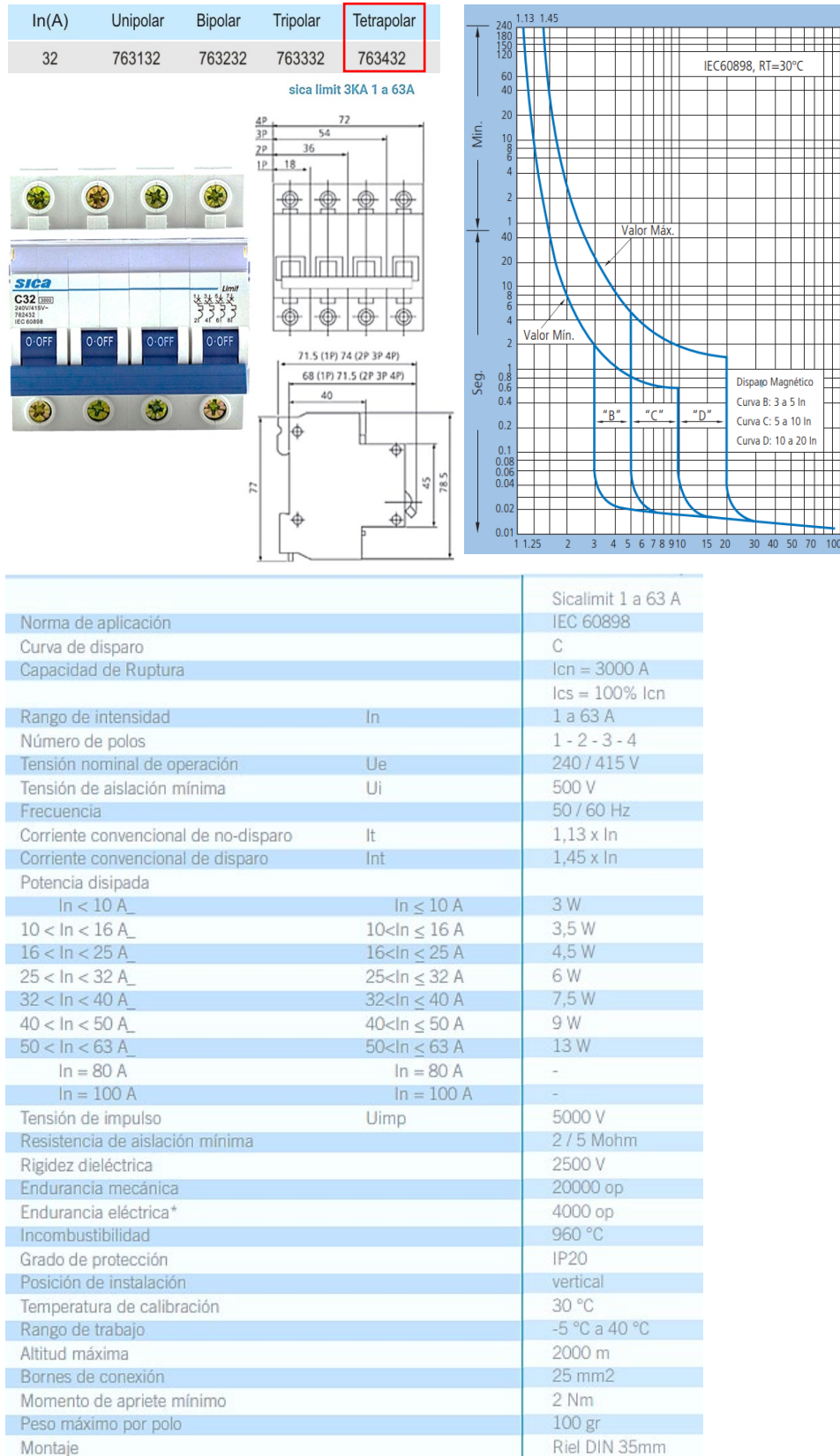
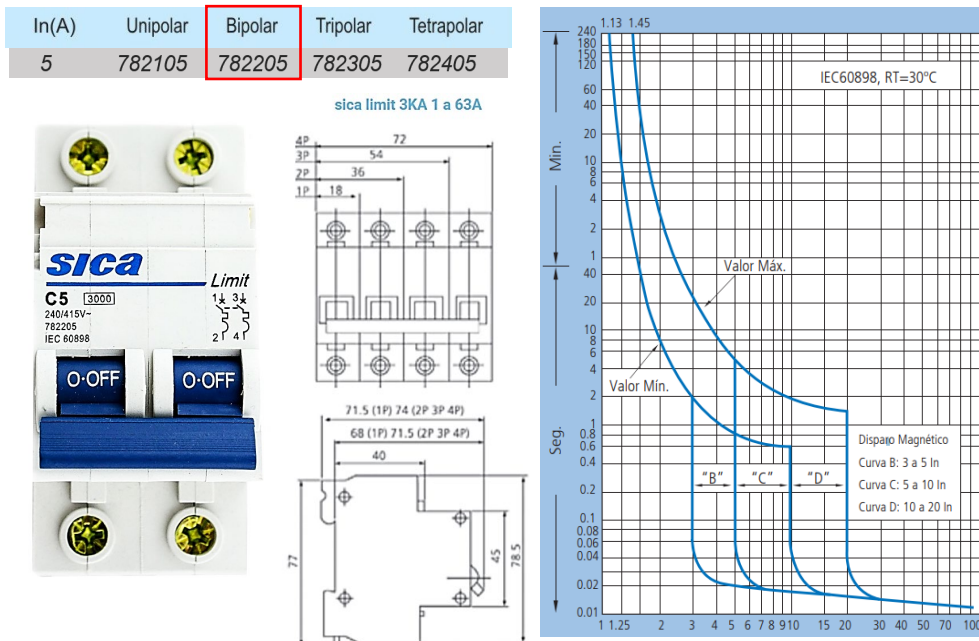


Tabla 19.2C: "Características Eléctricas del Interruptor Termomagnético de las Luminarias de la ciclovía" Fuente: SICA (fabricante) [adaptación]

Interruptor Termomagnético por columna de luminarias



Norma de aplicación	Sicalimit 1 a 63 A	
Curva de disparo	IEC 60898	
Capacidad de Ruptura	C	
Rango de intensidad	$I_{cn} = 3000 A$	
Número de polos	$I_{cs} = 100\% I_{cn}$	
Tensión nominal de operación	I_n	
Tensión de aislación mínima	1 - 2 - 3 - 4	
Frecuencia	U_e	
Corriente convencional de no-disparo	240 / 415 V	
Corriente convencional de disparo	U_i	
Potencia disipada	500 V	
$I_n < 10 A$	$I_n \leq 10 A$	3 W
$10 < I_n < 16 A$	$10 < I_n \leq 16 A$	3,5 W
$16 < I_n < 25 A$	$16 < I_n \leq 25 A$	4,5 W
$25 < I_n < 32 A$	$25 < I_n \leq 32 A$	6 W
$32 < I_n < 40 A$	$32 < I_n \leq 40 A$	7,5 W
$40 < I_n < 50 A$	$40 < I_n \leq 50 A$	9 W
$50 < I_n < 63 A$	$50 < I_n \leq 63 A$	13 W
$I_n = 80 A$	$I_n = 80 A$	-
$I_n = 100 A$	$I_n = 100 A$	-
Tensión de impulso	U_{imp}	5000 V
Resistencia de aislación mínima		2 / 5 Mohm
Rigidez dieléctrica		2500 V
Endurancia mecánica		20000 op
Endurancia eléctrica*		4000 op
Incombustibilidad		960 °C
Grado de protección		IP20
Posición de instalación		vertical
Temperatura de calibración		30 °C
Rango de trabajo		-5 °C a 40 °C
Altitud máxima		2000 m
Bornes de conexión		25 mm ²
Momento de apriete mínimo		2 Nm
Peso máximo por polo		100 gr
Montaje		Riel DIN 35mm

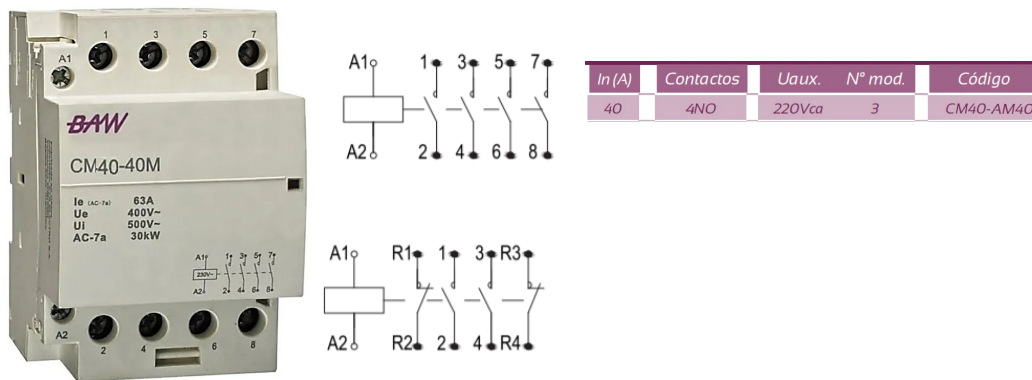
Tabla 19.2D: "Características Eléctricas del Interruptor Termomagnético de cada luminaria"
Fuente: SICA (fabricante) [adaptación]

19.3 Elementos del Circuito de control de luminarias

Contactor

Se usará un contactor para el encendido y apagado de las luminarias de la calzada y otro para las luminarias de la ciclovia. Como los mismos ya se encuentran instalados y funcionando para una potencia mayor (luminarias actuales), se podrán seguir utilizando para el nuevo sistema de luminarias led, ya que como se mencionó, estas últimas son de menor potencia eléctrica.

Los contactores usados son:



Tipo de control		Auto I-auto-O	CM25-20* CM25-AM20*	CM25-11*	CM25-22* CM25-AM22*	CM25-40* CM25-AM40*	CM40-20*	CM40-AM40*	CM63-40*	CM63-AM40*	CM63-AM22*
Cantidad de polos			2NO	1NO+1NC	2NO+2NC	4NO	2NO	4NO	4NO	2NO+2NC	
Intensidad nom. (Ie)	AC-7A	A	25			40		63			
	AC-7B	A	8,5			15		20			
Potencia	AC-1	kW	3	2,1	5,2	5,2	6	10,4	13,8	13,8	
	AC-3	kW	1,3			3,5	2,7	5,2	6,8		
Tensión nominal (Ue)		Vca	250	250	400	400	250	400	400	400	
Tensión de aislación (Ui)		V	500								
Tensión de impulso (Uimp)		kV	4								
Frecuencia		Hz	50/60Hz								
Fusible máx. gl.		A	25			40		63			
Retardo Conex./Desconexión		ms	<15		<40			<40			
Cadencia			150/h								
Endurancia eléctrica		Maniobras	150000								
Tensión de mando		Vca	24 o 220 ±10%								
Potencia de llamada		VA	15		34		53				
Potencia de mantenimiento		VA	3,8		4,6		6,5				
Pérdidas		W	1,3		1,6		2,1				
Conexionado (flexible)											
Circuito de potencia		(mm²)	1-6				4-25				
Torque		N/m	1,2			2					
Circuito de control		(mm²)	1-2,5								
Torque		N/m	0,8								
Indicador optico de estado			SI								
Grado de polución			2								
Grado de protección			IP20								
Temperatura ambiente		°C	5-60								
Humedad relativa		%	90								
Altitud de funcionamiento		m	h/2000								
Norma			IEC 61095 / IEC 60947-4-1								
Modulos DIN		18mm	1	1	2	2	2	3	3	3	

Tabla 19.3A: "Características Eléctricas del contactor de encendido de luminarias"
Fuente: BAW (fabricante) [adaptación]

Temporizador Programable

Se empleará un temporizador de las características que se muestran a continuación, para el comando de los contactores que encienden y apagan las luminarias tanto de la calzada como de la ciclovia (encendido y apagado simultáneo). El mismo será configurado con los valores de los horarios estipulados en la tabla que se muestran a continuación (valores extraídos de la tabla de horas de luz artificial diaria necesarias) para los cuatro periodos diferentes del año: invierno, otoño, primavera y verano; esto es posible gracias a que el temporizador elegido permite cargar hasta 30 programas con ciclos de un año, con una reserva de tres años.

Tabla de horarios a configurar anualmente:

PERIODO	ENCENDIDO	APAGADO
INVIERNO	18:33 h	8:21 h
OTOÑO	19:31 h	7:07 h
PRIMAVERA	19:17 h	6:52 h
VERANO	20:24 h	5,57 h

Tabla 19.3B: "Horarios de encendido y apagado de luminarias" Fuente: Propia

Temporizador



Ficha Técnica
Technical Data Sheet



Descripción

- Dos módulos de anchura
- 30 espacios de memoria (por cada contacto)
- 2 circuitos conmutados independientes
- 5 idiomas: ESP, ENG, FRA, ITA, DEU
- Programación por segundos, diarias, semanales, mensuales o anuales
- Cambio verano/invierno automático / desactivado
- Programación de periodos festivos/vacaciones
- Contador de horas de funcionamiento
- Display retroiluminado
- Programa aleatorio para simulación de presencia
- Bloqueo por código pin

Aplicaciones

Programación de bombas eléctricas para riego, horarios de encendido climatización oficinas, sirena de colegio, iluminación, etc.

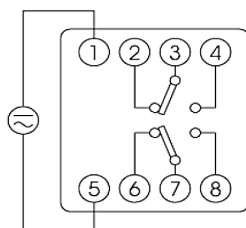
Cargas máximas recomendadas (sólo contactos NA)

Maximum recommended load (only NA contacts)

Incandescentes	Fluorescentes	Halógenas baja tensión (12 V ca)	Halógenas (230 V ca)	Lámparas bajo consumo	Downlights	LED
2000 W	250 VA (C=35µF)	1000 VA	2000 W	200 VA	200 VA	25 VA

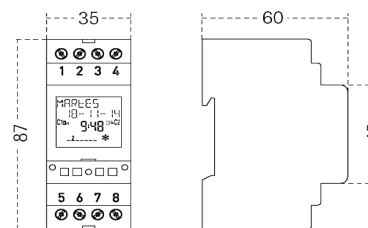
Conexión

Wiring diagram



Dimensiones exteriores

Overall dimensions

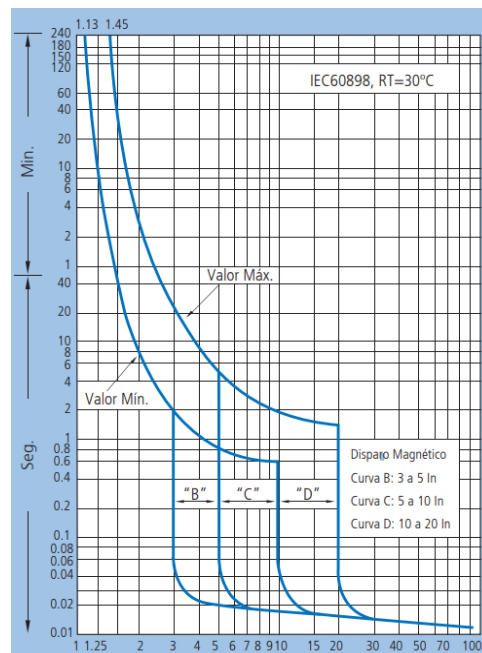
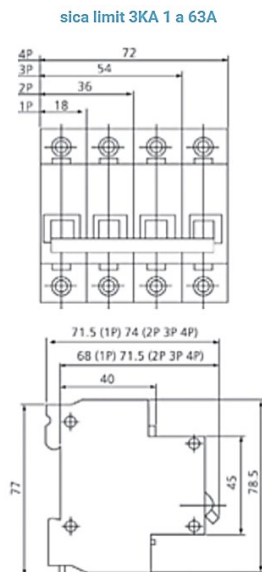


Modelos		DATA ANUAL
Características técnicas		
Alimentación		V ca
Power supply		230 ± 10 %
Frecuencia nominal		Hz
Nominal frequency		50 / 60
Consumo propio		W
Stand-by consumption		2 W (8 VA)
Reserva de marcha		3 años (Pila de litio intercambiable CR2032)
Power reserve		3 years (Replaceable lithium battery CR2032)
Precisión de marcha		± 0,5 s / 24 h @25 °C mediante cristal de cuarzo
Operating accuracy		± 0,5 s / 24 h @25 °C by quartz crystal
Variación de la precisión con la Tª		< 0,15 s / °C / 24 h
Accuracy variation dependent on temperature		
Tipo de contacto		NA NC
Type of contact		
Potencia de ruptura		16(10) A / 250 V ~
Switching capacity		
Visualizador		de cristal líquido retroiluminado con brillo ajustable
LCD		LCD with backlight and adjustable brightness
Tiempo mínimo de maniobra		s
Minimum switching time		1
Precisión de la maniobra		al segundo
Setting accuracy		on second
Número de circuitos		2 (libres de potencial)
Number of circuits		2 (voltage free)
Número de programas		30 (por cada contacto)
Number of programs		30 (in each channel)
Periodos especiales (festivos)		4 periodos + 20 días vacaciones
Holidays periods		4 periods + 20 holidays days
Tipos de maniobra		HORA FUA (ON/OFF): DIARIO, SEMANAL, MENSUAL, ANUAL MANUAL ALEATORIO PERMANENTE PULSOS CICLOS VACACIONES (OFF)
Types of switching		FIXED TIME (ON/OFF): DAILY, WEEKLY, MONTHLY, ANUAL MANUAL ALEATORY PERMANENT PULSES CYCLES HOLIDAYS(OFF)
Bloqueo por teclado		SI

Tabla 19.3C: "Características Eléctricas del temporizador de encendido de luminarias"
Fuente: ORBIS (fabricante) [adaptación]

Interruptor Termomagnético

In(A)	Unipolar	Bipolar	Tripolar	Tetrapolar
5	782105	782205	782305	782405



Norma de aplicación		Sicalimit 1 a 63 A IEC 60898
Curva de disparo		C
Capacidad de Ruptura		I _{cn} = 3000 A I _{cs} = 100% I _{cn}
Rango de intensidad	I _n	1 a 63 A
Número de polos		1 - 2 - 3 - 4
Tensión nominal de operación	U _e	240 / 415 V
Tensión de aislación mínima	U _i	500 V
Frecuencia		50 / 60 Hz
Corriente convencional de no-disparo	I _t	1,13 x I _n
Corriente convencional de disparo	I _{nt}	1,45 x I _n
Potencia disipada		
I _n < 10 A	I _n ≤ 10 A	3 W
10 < I _n < 16 A	10 < I _n ≤ 16 A	3,5 W
16 < I _n < 25 A	16 < I _n ≤ 25 A	4,5 W
25 < I _n < 32 A	25 < I _n ≤ 32 A	6 W
32 < I _n < 40 A	32 < I _n ≤ 40 A	7,5 W
40 < I _n < 50 A	40 < I _n ≤ 50 A	9 W
50 < I _n < 63 A	50 < I _n ≤ 63 A	13 W
I _n = 80 A	I _n = 80 A	-
I _n = 100 A	I _n = 100 A	-
Tensión de impulso	U _{imp}	5000 V
Resistencia de aislación mínima		2 / 5 Mohm
Rigidez dieléctrica		2500 V
Endurancia mecánica		20000 op
Endurancia eléctrica*		4000 op
Incombustibilidad		960 °C
Grado de protección		IP20
Posición de instalación		vertical
Temperatura de calibración		30 °C
Rango de trabajo		-5 °C a 40 °C
Altitud máxima		2000 m
Bornes de conexión		25 mm ²
Momento de apriete mínimo		2 Nm
Peso máximo por polo		100 gr
Montaje		Riel DIN 35mm

Tabla 19.3D: "Características Eléctricas del interruptor termomagnético de protección del circuito de comando" Fuente: BAW (fabricante) [adaptación]

20. Medidor de energía

Se deberá reemplazar el medidor unidireccional existente por uno el tipo bidireccional que permita contabilizar la energía inyectada a la red además de la consumida y se deberá gestionar ante EDELAR un aumento de potencia contratada, debido a que se puede inyectar la misma potencia que la contratada según se indica en la Resolución de Generación Distribuida N°001/20 (Subsecretaría de Energía, 2020).

La potencia actual consumida y la que inyectará la instalación se calcula como sigue:

Potencia total consumida "P_{TC}" por las luminarias actuales (calzada+ciclovía):

$$P_{TC}[W] = P_{LC}[W] \times N^{\circ}_{LC} + P_{LCi}[W] + N^{\circ}_{LCi}$$

$$P_{TC}[W] = 400W \times 52 + 250W \times 25 = 27.050W$$

Potencia entregada por la instalación "P_{EI}" (Potencia mayor, se obtiene usando el PR menor del año):

$$P_{EI} = N^{\circ}_p \times P_p \times PR$$

$$P_{EI} = 160 \times 345W_p \times 0,8355 = 46.120W$$

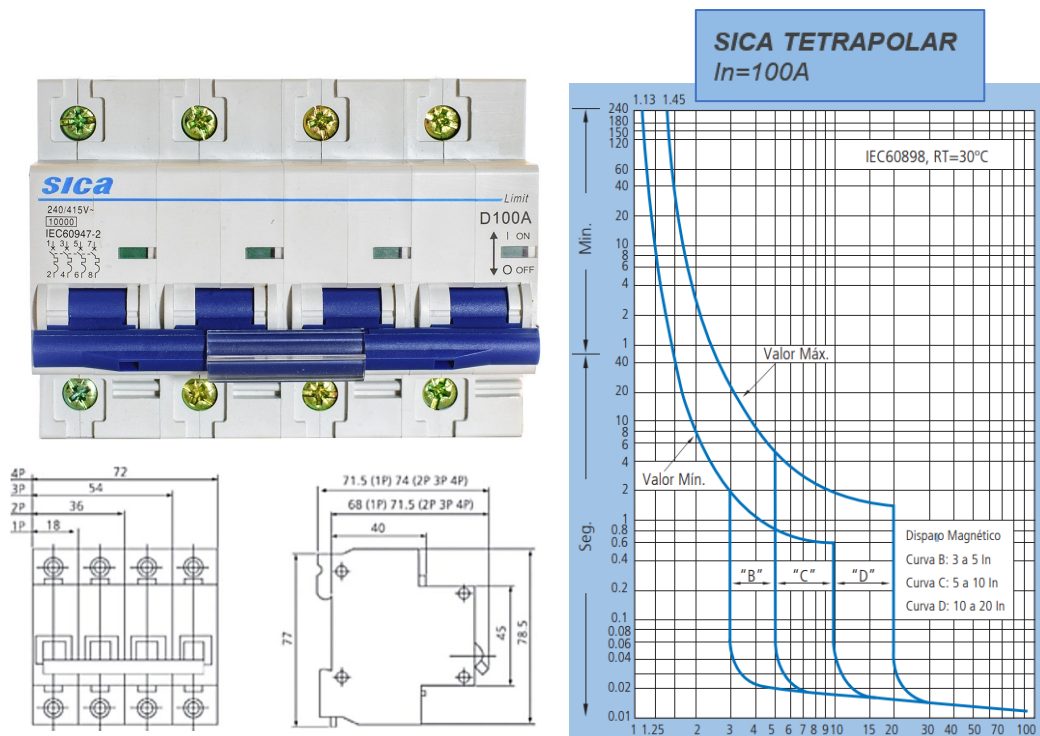
Por lo tanto se deberá gestionar el aumento de potencia contratada a un valor mayor a los 46,12kW, se sugiere contratar una potencia de 50kW.

20.1 Protecciones

Interruptor Termomagnético General (Salida Medidor Bidireccional)

Como la corriente máxima que circula por el conductor que conecta el medidor bidireccional con el gabinete según se calculó anteriormente, tiene un valor de I_{IM}=87A como máximo (valor que surge del paralelo de inversores inyectando la máxima potencia), y el conductor soporta una corriente máxima de I_{MC}=119A (ver cálculo de corriente máxima admitida por el conductor en título "18.1.2: Cálculo de conductores AC" Pág. 138) el interruptor termomagnético a instalar será:

$$I_{IM} < I_n < I_{MC} \rightarrow 87A < 100A < 119A$$



Norma de aplicación		80 y 100 A
Curva de disparo		D
Capacidad de Ruptura		Icu = 10000 A
Rango de intensidad	In	80 y 100 A
Número de polos		1 - 2 - 3 - 4
Tensión nominal de operación	Ue	240 / 415 V
Tensión de aislación mínima	Ui	500 V
Frecuencia		50 / 60 Hz
Corriente convencional de no-disparo	It	1,05 In
Corriente convencional de disparo	Int	1,3 In
Potencia disipada		
In < 10 A	In ≤ 10 A	-
10 < In < 16 A	10 < In ≤ 16 A	-
16 < In < 25 A	16 < In ≤ 25 A	-
25 < In < 32 A	25 < In ≤ 32 A	-
32 < In < 40 A	32 < In ≤ 40 A	-
40 < In < 50 A	40 < In ≤ 50 A	-
50 < In < 63 A	50 < In ≤ 63 A	-
In = 80 A	In = 80 A	15 W
In = 100 A	In = 100 A	15 W
Tensión de impulso	Uimp	6000 V
Resistencia de aislación mínima		2 / 5 Mohm
Rigidez dieléctrica		2500 V
Endurancia mecánica		20000 op
Endurancia eléctrica*		4000 op
Incombustibilidad		960 °C
Grado de protección		IP20
Posición de instalación		vertical
Temperatura de calibración		30 °C
Rango de trabajo		-5 °C a 40 °C
Altitud máxima		2000 m
Bornes de conexión		50 mm ²
Momento de apriete mínimo		3,5 Nm
Peso máximo por polo		180 gr
Montaje		Riel DIN 35mm

Tabla 20.1A: "Características Eléctricas del interruptor termomagnético general a la salida del medidor bidireccional" Fuente: SICA (fabricante) [adaptación]

21. Apantallamiento contra Descargas Atmosféricas

El dimensionamiento del apantallamiento contra descargas atmosféricas se calculó basándose en la Norma IRAM 2184-11 "Protección contra los rayos. Parte 11 - Guía para la elección de los sistemas de protección contra los rayos (SPCR) para usar en la República Argentina (IRAM, 2016) IEC 1024: "International Standard Protection of Structures Against Lightning: Part 1: General Principles" (IEC, 1990) y AEA 92305-11: Protección Contra Rayos (AEA, 2016) y IEC 62305-3:2006: Protection against lightning - Part 3: Physical damage to structures and life Hazard (IEC, 2006)".

Para determinar las características del nivel de protección, se siguieron tres puntos principales que posteriormente se desarrollan:

- Determinación del nivel de protección: se determinó en función del tipo de estructura y su uso que sí es necesario el apantallamiento y bajo qué nivel de protección debe calcularse el mismo.
- Estudio de las características del apantallamiento: se determina mediante el "Método de la Esfera Rodante" la separación, altura y cantidad de pararrayos a instalarse.
- Determinación de los conductores colectores y sistema de Puesta a Tierra.

21.1 Determinación del Nivel de Protección

El proceso de determinar el nivel de protección se realizó siguiendo el diagrama de flujo que se expone a continuación, presente en la Norma mencionada:

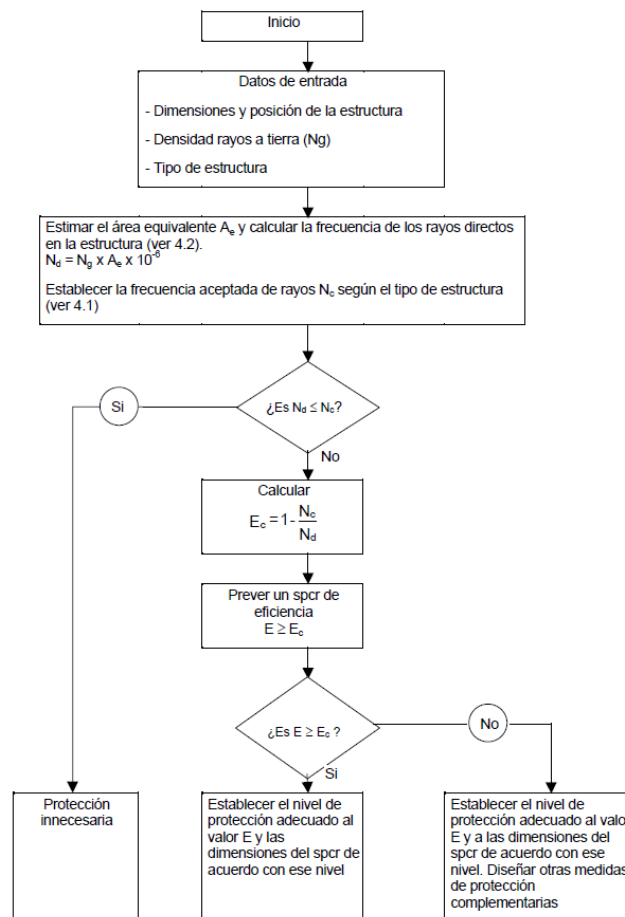


Gráfico 11.1A: "Diagrama de flujo para la determinación del nivel de protección de un SPCR" Fuente: (IRAM, 2016)

El primer paso es calcular el valor de *densidad cerámica* "N_g" que es la cantidad de rayos que caen a tierra para la zona donde se instalará la estructura, por km² y por año. Este valor se calcula con la siguiente ecuación:

$$N_g = 0,04 \times T_d^{1,25} \left[\frac{\text{descargas a tierra}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \right]$$

Siendo “ T_d ” la cantidad de días de tormentas eléctricas por año obtenida de los mapas Isoceráunicos de Argentina. A continuación se muestra el mapa Isoceráunico actualizado:

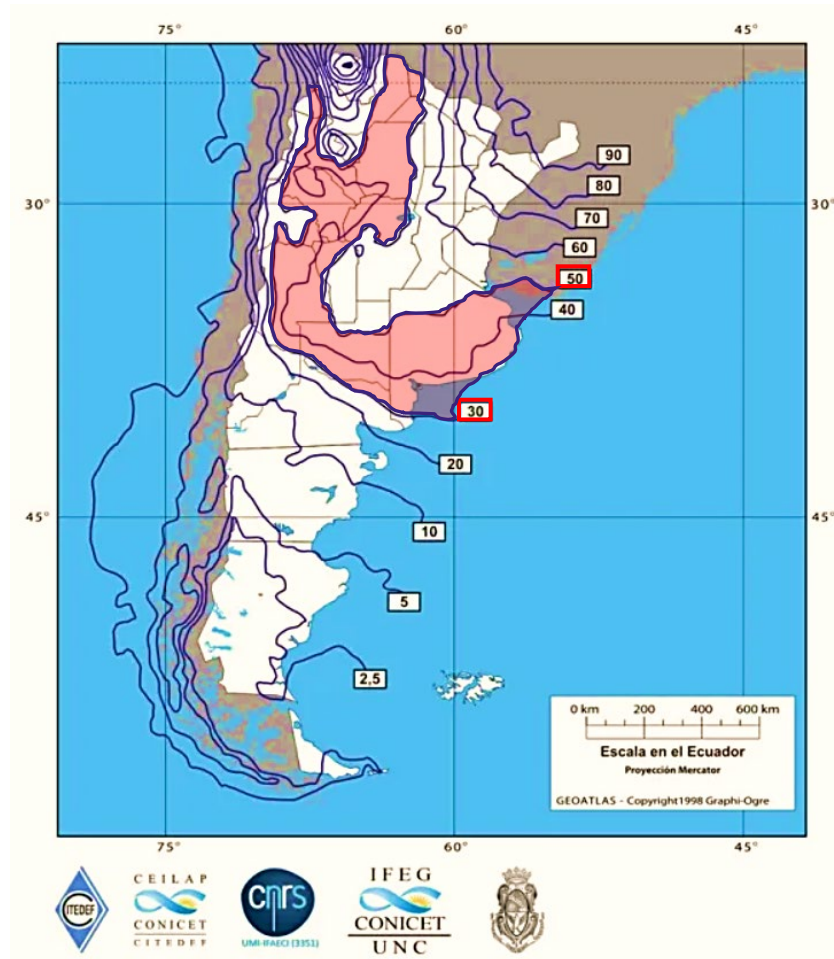


Imagen 11.1B: “Mapa Isoceráunico de Argentina” Fuente: (IRAM, 2016)

Se observa que el valor de T_d está comprendido entre 30 y 50 tormentas eléctricas por año, con lo cual se adopta el mayor valor por ser el más desfavorable ($T_d=50$).

Calculando N_g resulta:

$$N_g = 0,04 \times 50^{1,25} = 5,32 \left[\frac{\text{descargas a tierra}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \right]$$

Luego se procede a calcular el Área Colectora Equivalente “ A_e ”, que por definición de la norma, se entiende por área colectora equivalente de la estructura a un área de superficie del suelo con la misma frecuencia anual de rayos directos que la estructura y se calcula con la siguiente ecuación:

$$A_e = L \cdot A + 6 \cdot H \cdot (L + A) + 9 \cdot \pi \cdot H^2$$

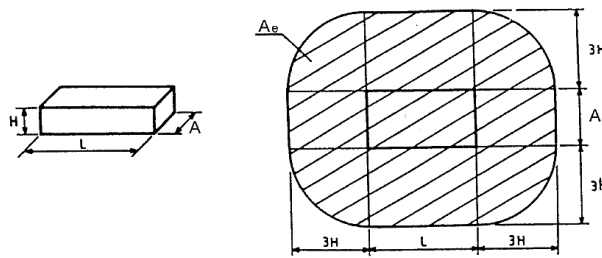


Gráfico 11.1C: "Área colectora "Ae" para una estructura de altura H, largo L y ancho A"
Fuente: (IRAM, 2016)

Para la estructura del techo Fotovoltaico, las dimensiones son:

- H= 4,6m (punto más alto)
- L= 55,5m
- A= 5,55m

Reemplazando en la ecuación, Ae resulta:

$$A_e = 55,5m \times 5,55m + 6 \times 4,6m(55,5m + 5,55m) + 9 \times \pi \times (4,6m)^2 \rightarrow A_e = 2592 m^2$$

Con los valores de Ng y Ae hallados, se calcula la frecuencia anual promedio de descargas directas esperables sobre la estructura "Nd" con la siguiente ecuación:

$$N_d = C_1 \times N_g \times A_e \times 10^{-6} \left[\frac{\text{descargas directas}}{\text{año}} \right]$$

Siendo "C1" el coeficiente ambiental que rodea a la estructura el cual se obtiene de la siguiente tabla del Anexo E de la norma:

Tabla E-1 - Determinación del coeficiente ambiental C1

Situación relativa de la estructura de altura H	Coficiente C1
Estructura situada en un espacio donde hay otras estructuras o árboles de la misma o mayor altura que la de la estructura considerada (H)	0,25
Estructura rodeada de otras estructuras más pequeñas (alturas < H)	0,5
Estructura aislada: no hay otras estructuras a distancias menores que 3H	1
Estructura aislada en la cumbre de una colina o sobre un promontorio	2

Como en cercanías a la estructura (entiéndase "cercanías" a distancias menores a 3H) hay árboles y también están las luminarias de la calzada que sobrepasan la altura del techo, se adopta C1=0,25. Reemplazando todos los valores en la ecuación resulta:

$$N_d = 0,25 \times 5,32 \times 2592 \times 10^{-6} \rightarrow N_d = 3,45 \times 10^{-3} \left[\frac{\text{descargas directas}}{\text{año}} \right]$$

Seguidamente se obtiene el valor de la frecuencia máxima anual promedio aceptable de descargas en la estructura "Nc", cuyo valor se obtiene haciendo:

$$N_c = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{C} \left[\frac{\text{descargas}}{\text{año}} \right]$$

Donde "C" se obtiene de hacer:

$$C = C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5$$

El valor final de "C" está en función de:

- El tipo de construcción de la estructura;
- El contenido de la estructura;
- La ocupación de la estructura;
- Las consecuencias sobre el entorno.

Los valores de C_2 , C_3 , C_4 y C_5 vienen dados por el análisis de los puntos mencionados y especificados en las tablas D.1, D.2, D.3, D.4 respectivamente. A continuación se presentan las tablas y se seleccionan los valores de los coeficientes:

Tabla D.1 - Coeficiente C_2 de evaluación del tipo de construcción de la estructura

		Techado o tejado		
		Metálica	Común	Inflamable
Estructura	Metálica	0,5	1	2
	Común	1	1	2,5
	Inflamable	2	2,5	3

Tabla D.2 - Coeficiente C_3 de evaluación del contenido de la estructura

Contenido de la estructura	Coeficiente C_3
Sin valor o no inflamable	0,5
De valor común o normalmente inflamable	1
De gran valor o particularmente inflamable	2
De valor excepcional, irremplazable o muy inflamable, explosivo	3

Tabla D.3 - Coeficientes C_4 de evaluación de la ocupación de la estructura

Ocupación de la estructura	Coeficiente C_4
No ocupada	0,5
Normalmente ocupada	1
De evacuación difícil o con riesgo de pánico	3

Tabla D.4 - Coeficientes C_5 de evaluación de las consecuencias de un impacto de rayo sobre el entorno

Consecuencias de un impacto de rayo	Coeficiente C_5
Sin necesidad de continuidad en el servicio y con alguna consecuencia sobre el entorno	1
Con necesidad de continuidad en el servicio y con algunas consecuencias para el entorno	5
Con varias consecuencias para el entorno	10

Por lo tanto:

- $C_2=2$ → Estructura metálica con techo inflamable, es decir, se toman los paneles fotovoltaicos como inflamables.
- $C_3=2$ → Estructura de gran valor o particularmente inflamable.
- $C_4=1$ → Estructura Normalmente ocupada.

- $C_5 = 5 \rightarrow$ Estructura con necesidad de continuidad en el servicio y con algunas consecuencias para el entorno.

Por lo tanto C:

$$C = 2 \times 2 \times 1 \times 5 = 20$$

Calculando N_c :

$$N_c = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{20} = 2,75 \times 10^{-4} \left[\frac{\text{descargas}}{\text{año}} \right]$$

Siguiendo el diagrama de flujo mostrado, como:

$$N_d > N_c$$

Se deberá prever un Sistema de Protección Contra Rayos de eficiencia igual a:

$$E_c \geq 1 - \frac{N_c}{N_d}$$

Calculando la Eficiencia necesaria del SPCR resulta:

$$E_c \geq 1 - \frac{2,75 \times 10^{-4}}{3,45 \times 10^{-4}} \rightarrow E_c \geq 0,92$$

Con ese valor de eficiencia " E_c " necesaria, se selecciona el nivel de protección adecuado según la siguiente tabla:

Tabla 5 - Relación entre niveles de protección y eficiencia

NPR	Eficiencia E del SPCR
I + Medidas complementarias (*)	0,98 < E < 1,00
I	0,95 < E ≤ 0,98
II	0,90 < E ≤ 0,95
III	0,80 < E ≤ 0,90
IV	0,00 < E ≤ 0,80

(*) Ver IRAM 2184-4 / AEA 92305-4.
 NOTA 1. Esta tabla está adaptada de la tabla 1 de la norma NF C 17-100 (1997:12).
 NOTA 2. Si bien la norma NF C 17-100 ha sido superada, la información incluida en esta tabla sigue teniendo vigencia.

Por lo tanto, el apantallamiento será calculado por el *Método De La Esfera Rodante o Ficticia* (según la misma norma) para un **Nivel de Protección Contra Rayos Clase II**.

21.2 Características del apantallamiento: Método de la Esfera Rodante o Ficticia

El Método de la Esfera Rodante o Ficticia permite determinar la altura y distanciamiento necesario entre elementos captores ya que se puede considerar que el posicionamiento de cada uno de ellos es correcto sí, ningún punto del espacio a ser protegido está en contacto con la esfera de radio R [m], cuando esta rueda hacia la tierra alrededor y sobre la parte superior de la estructura en todas las direcciones posibles. Por lo tanto la esfera tocará solamente la tierra y/o el sistema captor. En otras palabras, se debe hacer rodar la esfera de diámetro según el Nivel de Protección de tal manera que la misma toque el elemento captor o la tierra o ambos a la vez pero sin que la misma toque la estructura o espacio a proteger, tal como se muestra en la siguiente imagen. Vale aclarar que dicha imagen sólo muestra la esfera girando y la zona protegida bidimensionalmente y sólo con fines ilustrativos, claro está que en la práctica la esfera gira en todas las direcciones y debe comprobar lo expuesto para este método de apantallamiento.

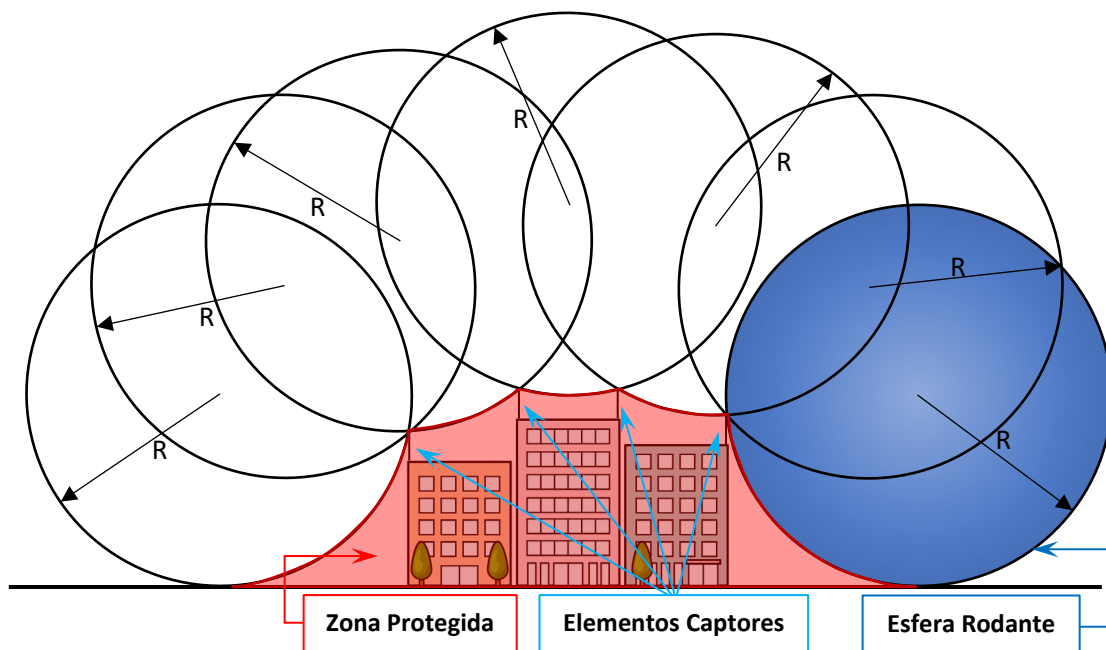


Imagen 21.2A: "Ejemplo gráfico del método de Esfera Rodante" Fuente: Propia

Determinado el Nivel de Protección Contra Rayos (Clase II) y, según la Tabla A1 de la norma, corresponde utilizar un radio de la esfera rodante de $R=30\text{m}$ para el cálculo del sistema de Intercepción.

Tabla A.1 - Colocación del dispositivo captor en función del nivel de protección

Nivel de protección	De la esfera rodante Radio R [m]
I	20
II	30
III	45
IV	60

Haciendo uso de un modelo gráfico con las medidas proyectadas a escala y en tres dimensiones de la estructura y con el techo con los paneles fotovoltaicos ya instalados, se procedió a aplicar el método de la esfera rodante y se determinó que es necesario instalar cinco elementos captores con una altura de 2m y una separación máxima entre sí de 15m. A continuación se exponen imágenes del proceso de determinación de los resultados obtenidos por el Método de la Esfera Rodante:

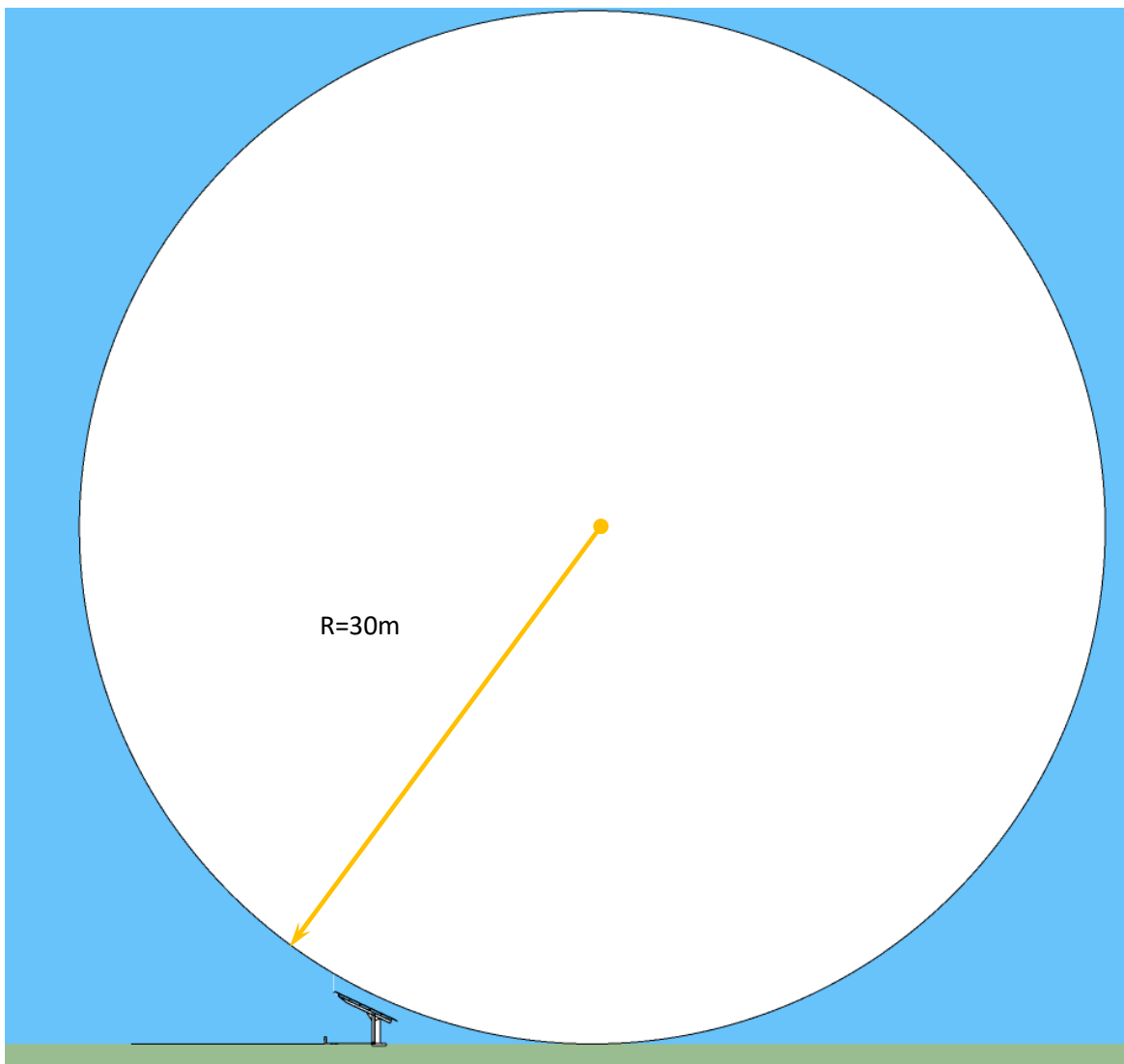


Imagen 21.2B: "Vista lateral de la estructura y de la esfera Rodante" Fuente: Propia

En la vista lateral de la estructura y de la esfera rodante, haciendo contacto entre elemento captor y el suelo: se verifica que no hay contacto entre la esfera y la estructura a proteger.

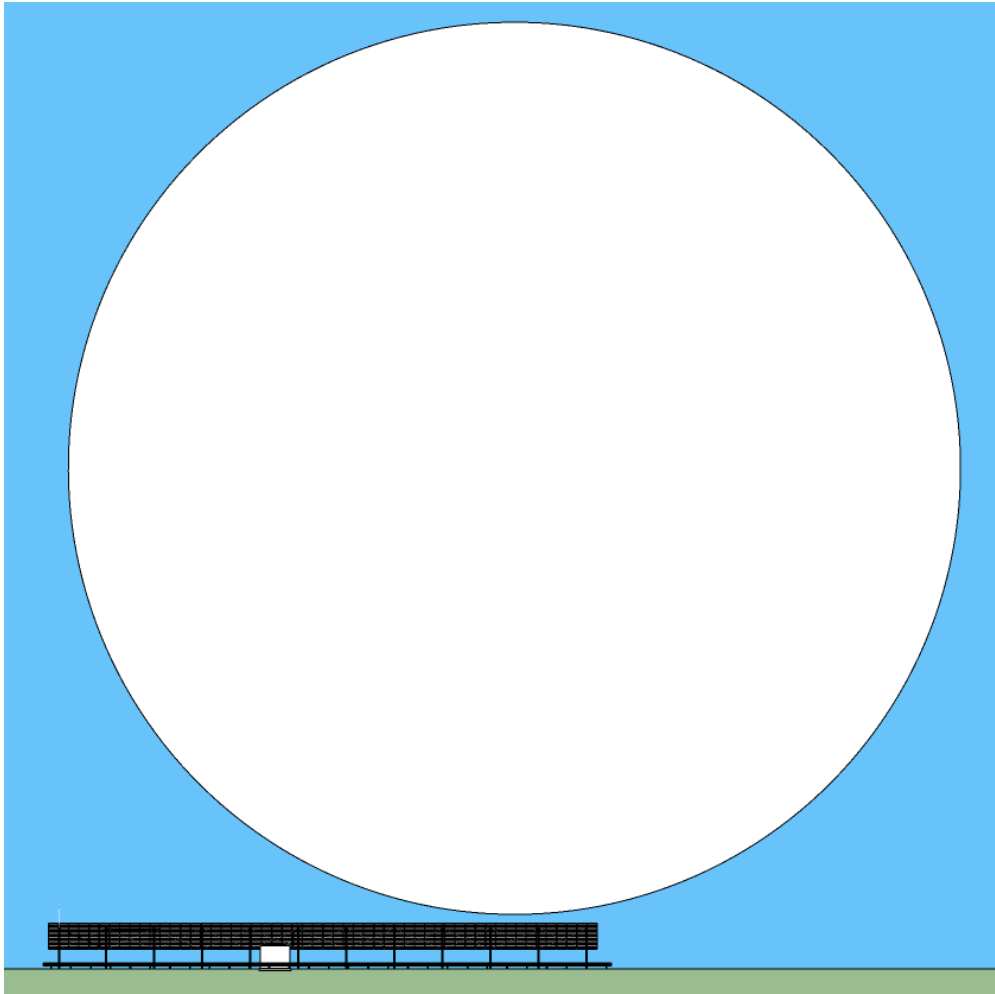


Imagen 21.2C: "Vista frontal de la estructura y de la esfera Rodante" Fuente: Propia

En la vista frontal de la estructura y de la esfera rodante haciendo contacto entre dos elementos captadores: se verifica que no hay contacto entre la esfera y la estructura a proteger.

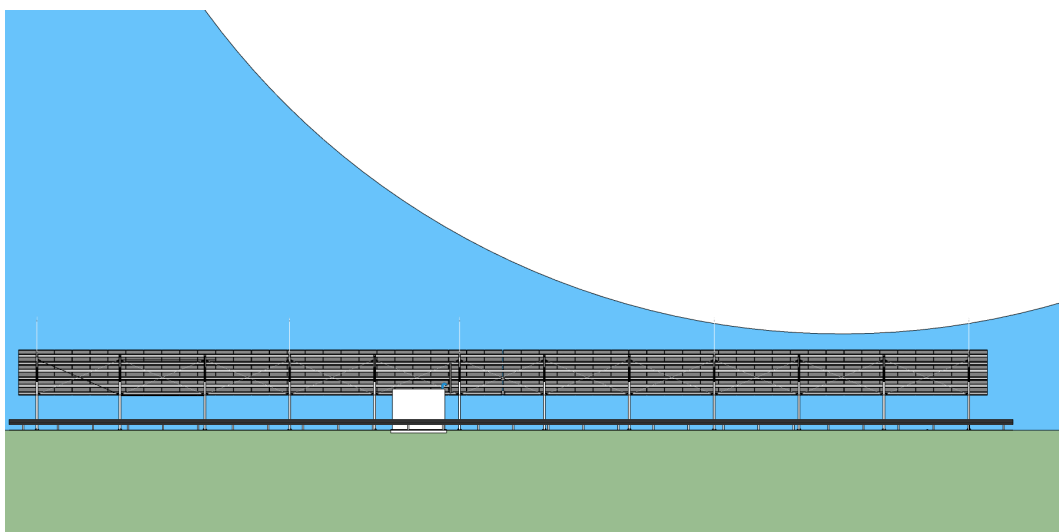


Imagen 21.2D: "Vista frontal de la estructura y de la esfera Rodante (ampliación)" Fuente: Propia



Imagen 21.2E: "Vista en perspectiva de la estructura y de la esfera Rodante" Fuente: Propia

En la vista en perspectiva de la estructura, se verifica que la esfera rodante hace contacto entre dos elementos captores y el suelo y no existe contacto con la estructura.

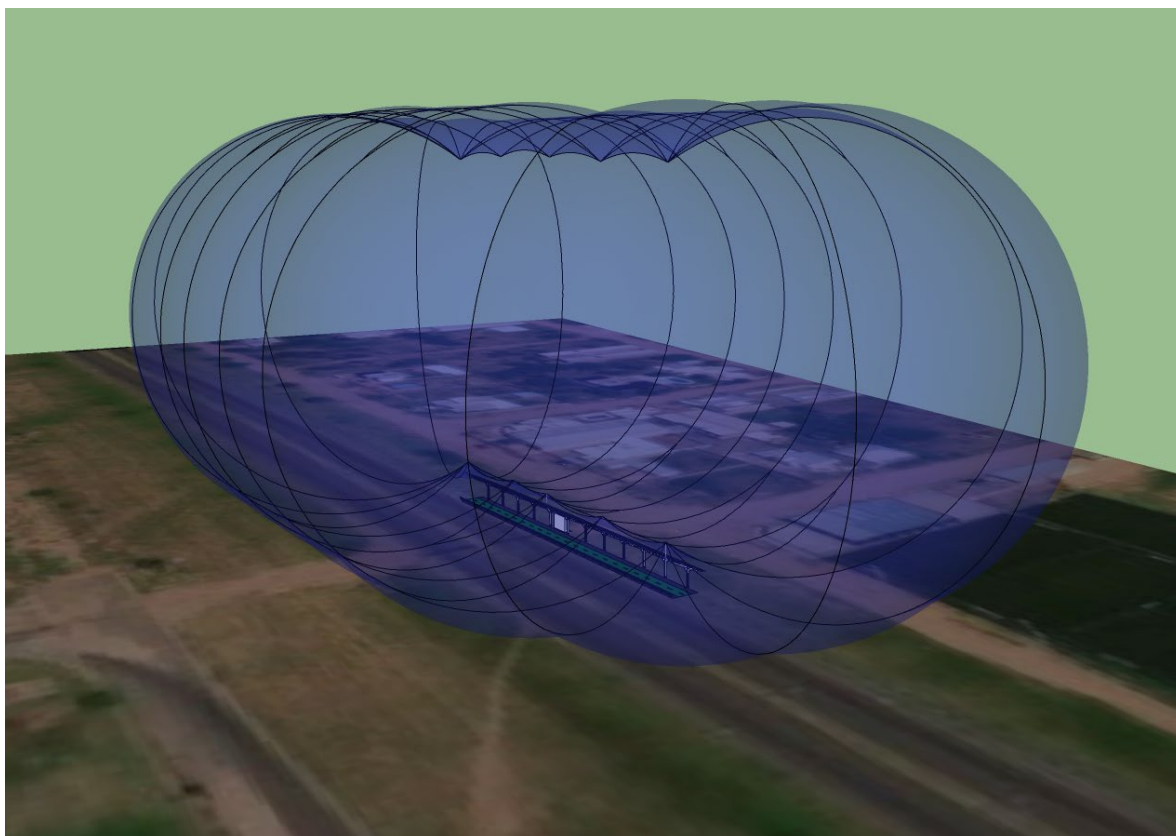


Imagen 21.2F: "Composición de la esfera Rodante" Fuente: Propia

Composición de la esfera rodando alrededor de la estructura y sobre de ella, haciendo contacto entre elementos captore y el suelo.

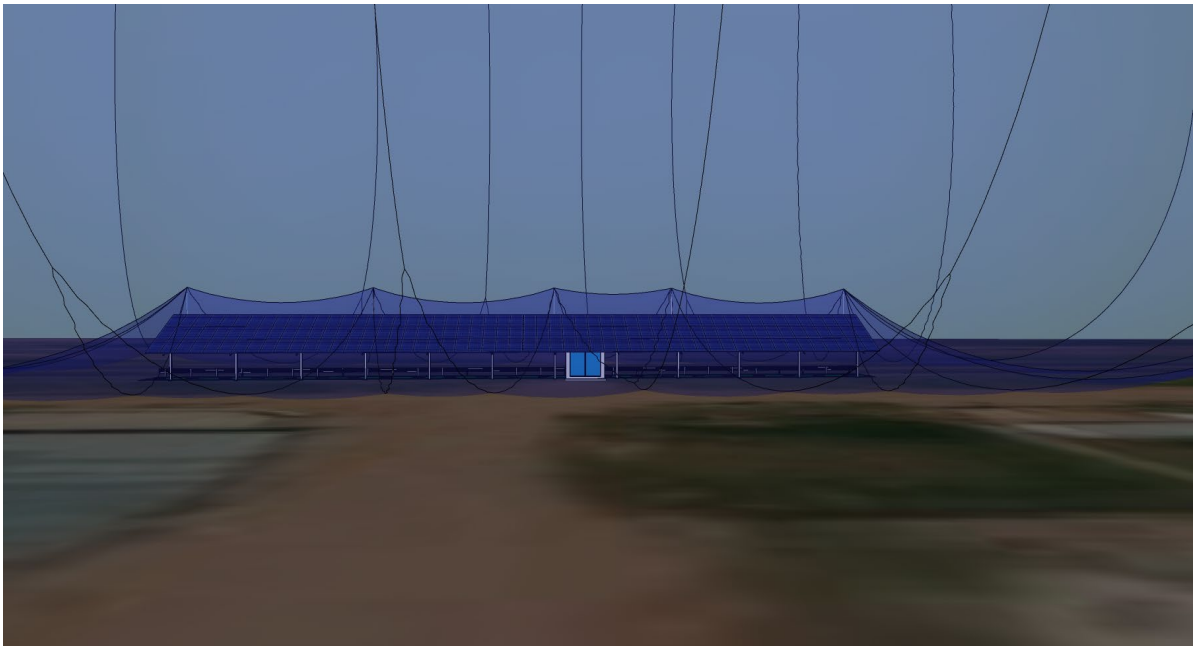


Imagen 21.2G: "Recorte de la composición de la esfera rodando: vista frontal" Fuente: Propia

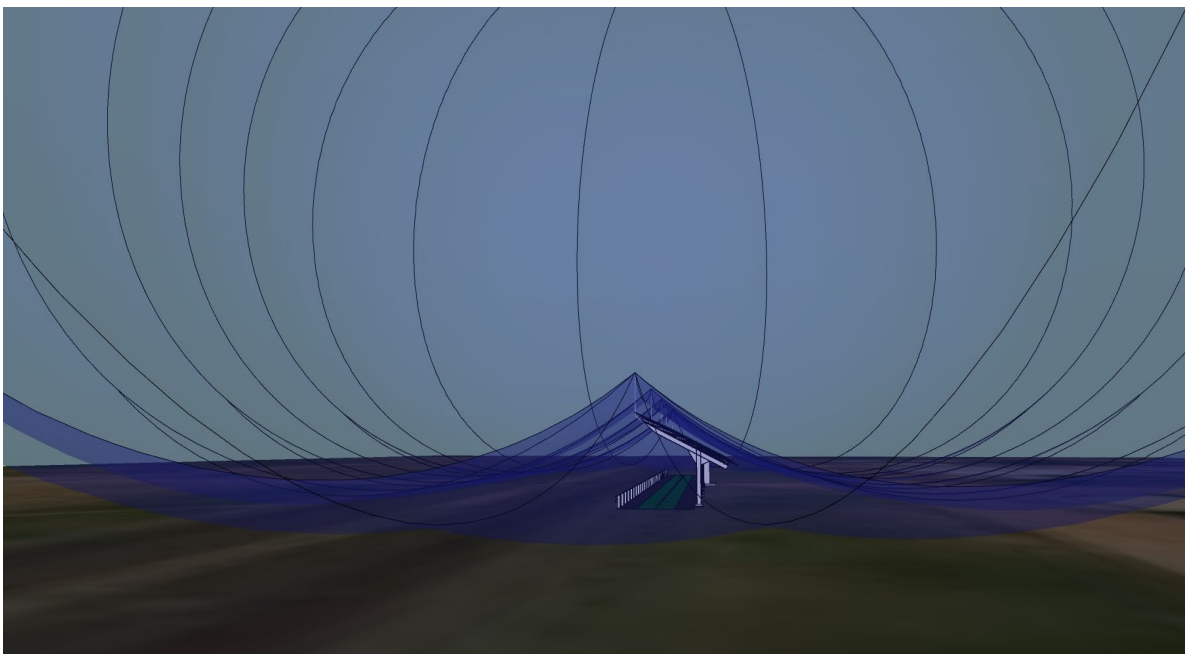


Imagen 21.2H: "Recorte de la composición de la esfera rodando: vista lateral" Fuente: Propia

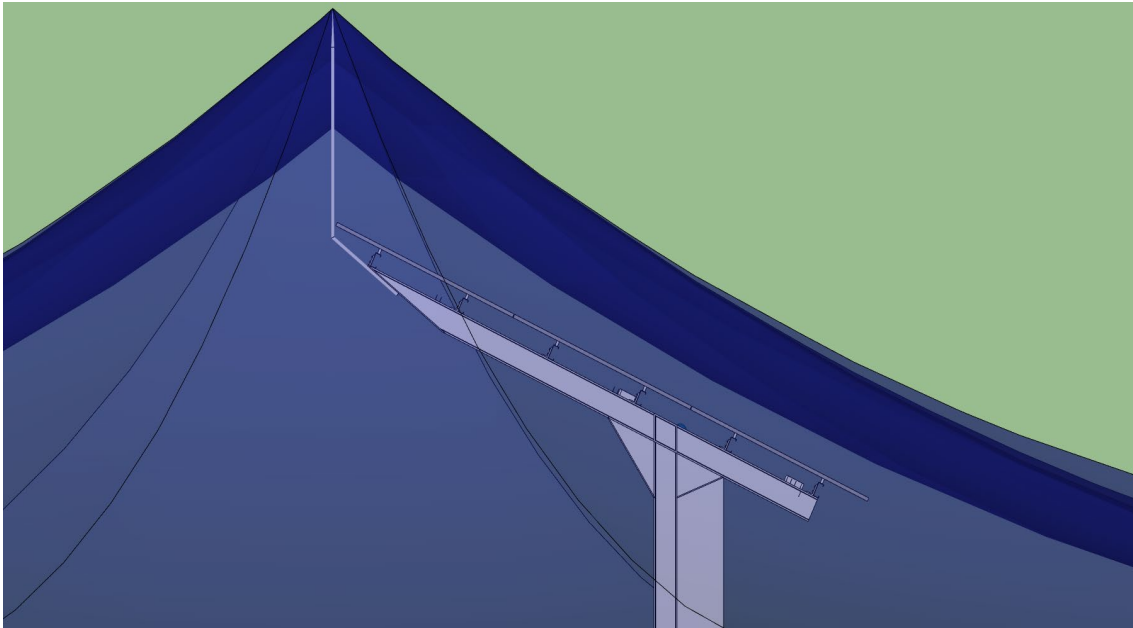


Imagen 21.2I: "Recorte de la composición de la esfera rodando: vista lateral con acercamiento" Fuente: Propia



Imagen 21.2J: "Resultado final de la zona protegida por los elementos captore: vista frontal" Fuente: Propia

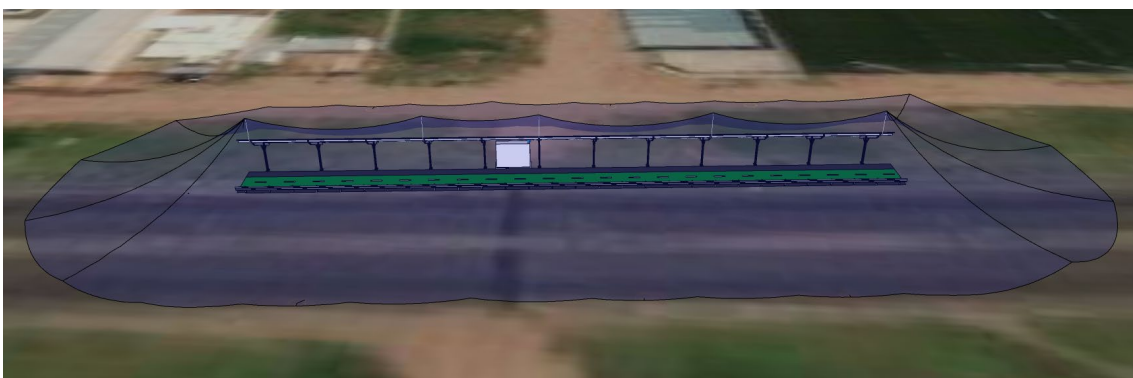


Imagen 21.2K: "Resultado final de la zona protegida por los elementos captore: perspectiva" Fuente: Propia

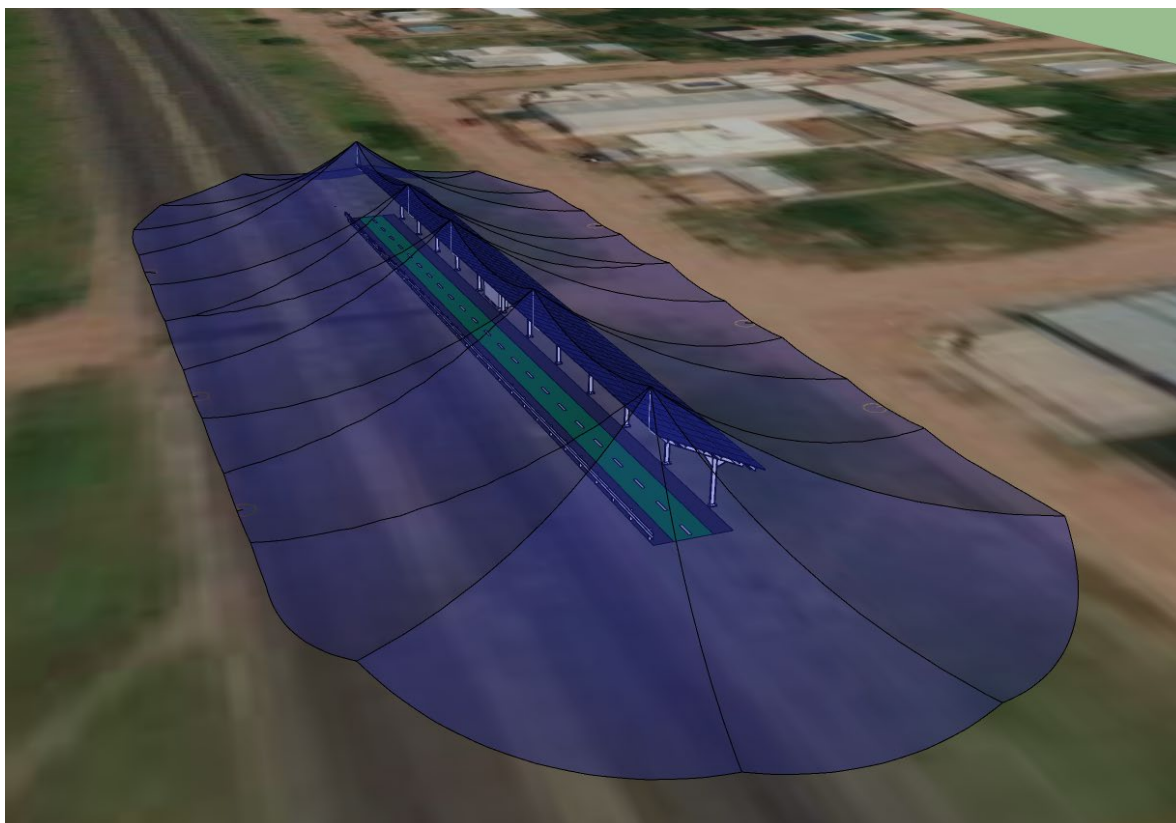


Imagen 21.2M: "Resultado final de la zona protegida por los elementos captore: perspectiva"
Fuente: Propia

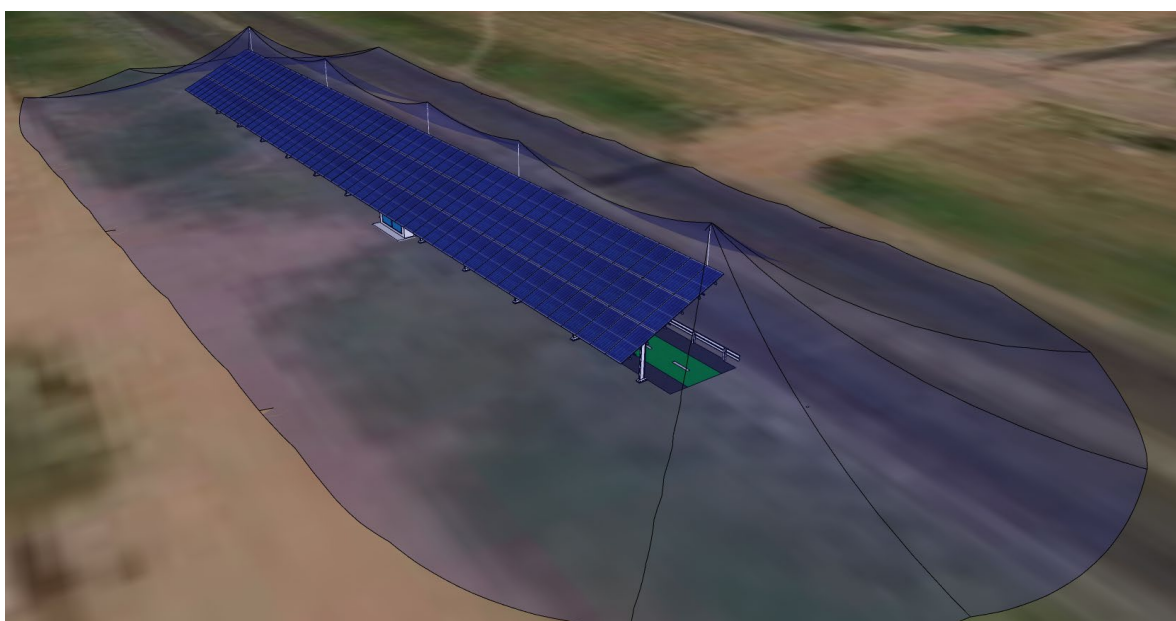


Imagen 21.2N: "Resultado final de la zona protegida por los elementos captore: perspectiva"
Fuente: Propia

En todas las imágenes anteriores, lo que se encuentra por debajo de la cubierta ficticia azul, se encuentra protegido por el SPCR.

*Nota: Se prefirió ubicar elementos captadores de tal forma que coincidan con los soportes de la estructura para economizar el proyecto. Además, se observa que los elementos captadores 3 y 4 están a una distancia menor, esto es debido a lo mencionado en el punto anterior y también porque debajo y entre los mismos se encuentra el gabinete de inversores, con lo cual se privilegió esta zona para la menor separación entre pararrayos y así otorgarle al mismo un mayor nivel de protección aún, comprobándose al observar la imagen que se eleva la zona de influencia de rayos (es mayor la separación entre el límite de esfera rodante y la estructura, gabinetes, etc.).

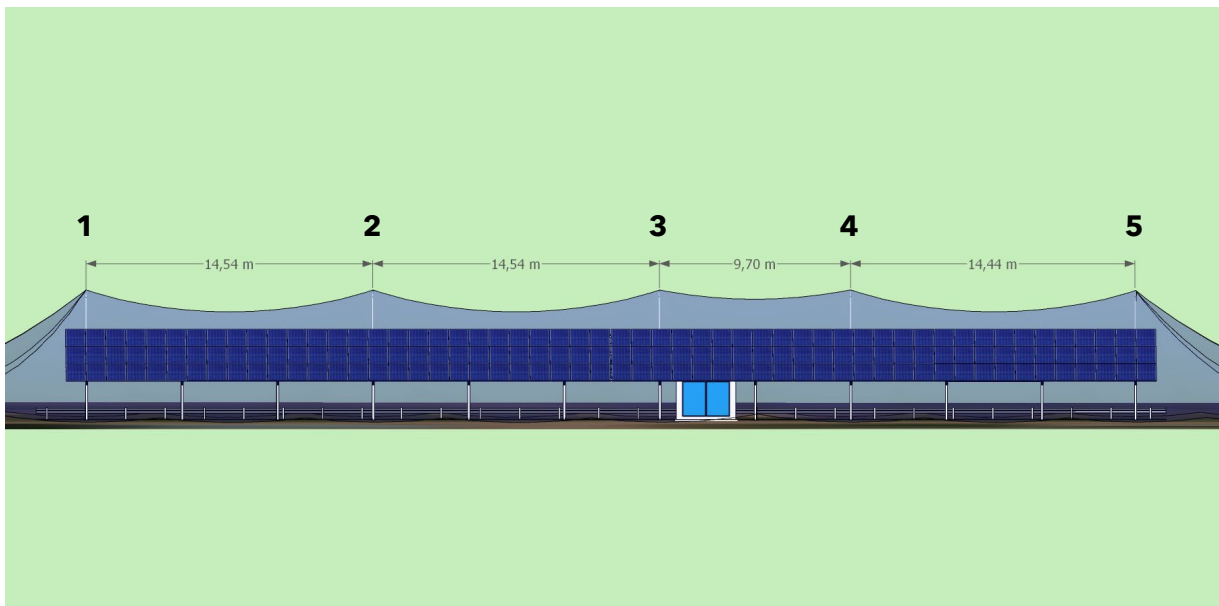


Imagen 21.2Ñ: "Separación entre elementos captadores" Fuente: Propia

21.3 Elementos captadores, conductores colectores y de bajada y Sistema de Puesta a Tierra

Se empleará un sistema de protección contra descargas atmosféricas del tipo aislado, es decir, no se usará ningún elemento metálico de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos como elemento captador ni conductor eléctrico del sistema de protección contra rayos (SPCR). Esta decisión radica en que, si bien por las características de la estructura (estructura eléctricamente continua, con uniones soldadas o abulonadas y cuyos perfiles superan las secciones mínimas exigidas desde el punto de vista eléctrico) sería posible que dicha estructura sea parte integrante del SPCR, por cuestiones de seguridad, específicamente para no sobrepasar los valores de tensión de paso y de contacto, es que se decide lo dicho: instalar un SPCR del tipo "aislado".

Las secciones mínimas y materiales de los conductores de bajadas, conductor colector y de los elementos captadores, se seleccionaron de la tabla 6 que se muestra a continuación encontrándose esta en la misma norma mencionada:

Tabla 6 - Materiales, configuraciones y dimensiones mínimas de las secciones de los conductores y de las puntas de los sistemas de captación, así como las de los conductores de bajada^a

Material	Configuración	Sección mínima (mm ²)
Cobre Placa fina de cobre	Pletina	50
	Redondo ^b	50
	Cable trenzado ^b	50
	Redondo ^c	176
Aluminio	Pletina	70
	Redondo	50
	Cable trenzado	50
Aleación de aluminio	Pletina	50
	Redondo	50
	Cable trenzado	50
	Redondo ^c	176
Cobre con capa de aleación de aluminio	Pletina	50
Acero galvanizado en caliente	Pletina	50
	Redondo	50
	Cable trenzado	50
	Redondo ^c	176
Cobre con capa de acero	Redondo	50
	Pletina	50
Acero inoxidable	Pletina ^d	50
	Redondo ^d	50
	Cable trenzado	70
	Redondo ^c	176

^a Las características eléctricas y mecánicas así como la resistencia a la corrosión deben cumplir los requisitos de la serie de las IEC 62561.

^b En aquellas aplicaciones en las que el esfuerzo mecánico no es un requisito esencial los 50 mm² (8 mm de diámetro) puede reducirse hasta 25 mm². En este caso debe tenerse en cuenta la reducción de distancia entre fijaciones.

^c Aplicable a las puntas captadoras y a los electrodos de punta. En los captadores de punta en los lugares donde los esfuerzos mecánicos tales como los debidos a la carga del viento no son críticos, pueden emplearse una punta de 1 m de largo y 9,5 mm de diámetro.

^d Si los aspectos térmicos y mecánicos son importantes, estas dimensiones deben aumentarse hasta 75 mm².

21.3.1 Dibujo Esquemático del SPCR

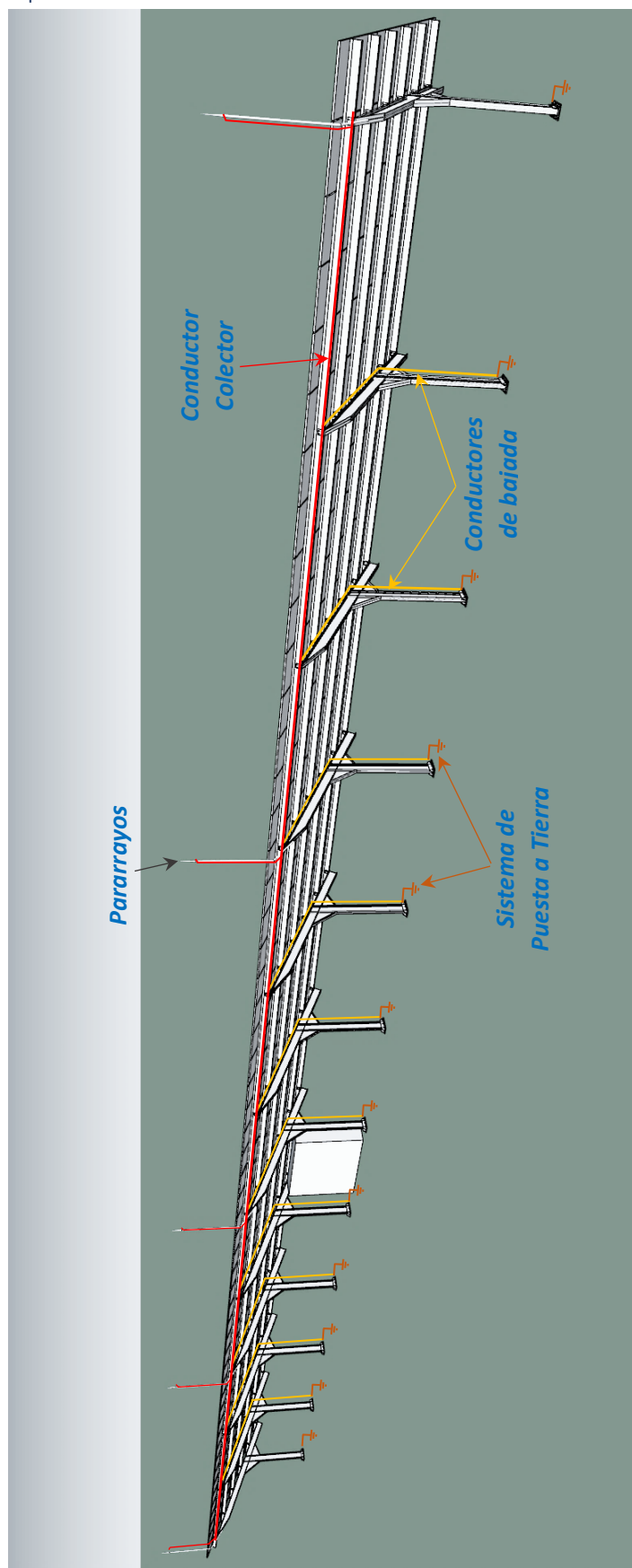


Imagen 21.3.1A: "Esquema simple de la distribución de elementos del SPCR" Fuente: Propia

21.3.2 Elementos Captores

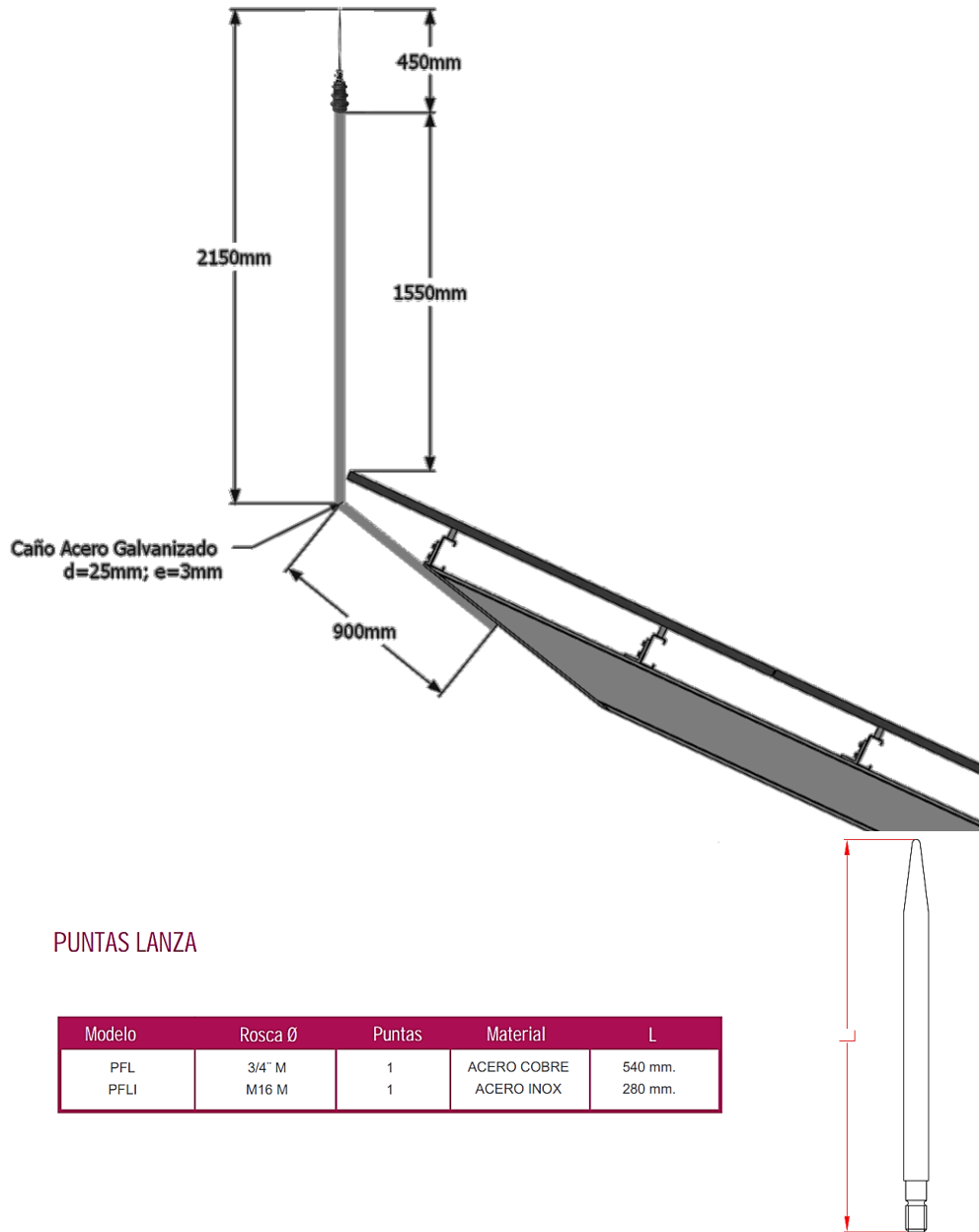


Imagen 21.3.2A: "Dimensiones del Pararrayos" Fuente: Propia

Se instalarán cinco elementos captosres (pararrayos) del tipo "punta de lanza simple o Bayoneta" de acero inoxidable, de largo $L=280\text{mm}$, de sección mínima $S=50\text{mm}^2$, con aisladores portantes en sus bases. Tal aislador portante del elemento captor se fijará en un soporte de caño de acero galvanizado de diámetro 1" y 3mm de espesor y con dimensiones tales que (ver imagen anterior) las puntas de los pararrayos sobrepasen el punto más elevado de la instalación a proteger en dos metros como mínimo y será fijado rígidamente a las columnas correspondientes indicadas en el plano.

21.3.3 Conductor Colector, conductores de Bajada y soportes aislantes

Se empleará un conductor colector de cobre desnudo trenzado de 50mm² de sección mínima según tabla 6 de la misma norma expuesta anteriormente, al cual se unirán los cinco conductores del mismo tipo y sección mencionada, provenientes de los elementos captore. Tal unión será con grampas de derivación en paralelo de bronce de alta pureza y provistas con tornillería de bronce o acero inoxidable, según Certificación IRAM norma IEC 61238-1, como las que se muestra a continuación:

GP
Grampa para derivación en paralelo.
Parallel clamp.



IEC 61238-1 **IRAM** Certificación IRAM norma IEC 61238-1 terminales, uniones y morsetería de 10mm² a 800mm².

S Sello de Conformidad con la Resolución ex SIC y M N° 92/98; SIC y M N° 404/99; SIC y M N° 896/99 y exSCT N° 163/05. Dirección de Lealtad Comercial de la Nación.

CE Sello de Conformidad de la Unión Europea.

Material / Material:
Bronce / Bronze.

Recubrimiento / Plating:
Estañado por electrodeposición.
Electro-tin plating.

Grampa paralela bifilar fabricada en bronce de alta pureza, garantizando una gran resistencia mecánica y una muy segura fijación. Se utilizan para realizar derivaciones en conductores de cobre a derivado de cobre. Provistas con bulonería de hierro zincado. Tornillería de bronce o acero inoxidable disponible bajo pedido.

Parallel Groove Clamp, manufactured in high quality bronze, free of inclusions, inner bubbles and cracks (inner and outer) guaranteeing elevated mechanical resistance. Superior electrical performance. Supplied with zinc plated iron hardware. Bronze or stainless steel hardware available upon request.

MODELO PART #	RANGO mm ² WIRE RANGE mm ²	A	J	L	Ø BULÓN Ø BOLT	LARGO BULÓN BOLT LENGTH
GP-1	6 - 35	39.4	1 BULÓN / 1 BOLT	33.5	3/8"	1 1/2"
GP-2	35 - 95	41.7	29	55	5/16"	1 3/4"
GP-3	50 - 185	57.5	29	56	3/8"	2"
GP-4	120 - 300	66.1	34	70	3/8"	2 1/2"

Aplicación: Para realizar derivaciones en paralelo entre una línea pasante de cobre y otra del mismo material.
Application: For performing parallel connections between two copper conductors.

Imagen 21.3.3A: "Características de la grampa derivación" Fuente: GP (fabricante)
[adaptación]

El conductor colector y los tramos provenientes de los elementos captore (conductor de cobre desnudo de 50mm² de sección) serán fijados mediante soportes con aisladores a la estructura, con una separación entre ellos no mayor a un metro. Tales soportes serán del tipo y características que se muestran a continuación:

CONDUCTOR

Modelo	Ancho	Espesor	Ø	Seccion	Material
Cable	-	-	6.7 mm	35 mm ²	Cu
Cable	-	-	8 mm	50 mm ²	Cu
Planchuela de hierro	1"	1/8 "	-	80 mm ²	hierro galvanizado
Planchuela de cobre	25 mm	2 mm	-	50 mm ²	Pletina de cobre

SOPORTES PARA CONDUCTOR

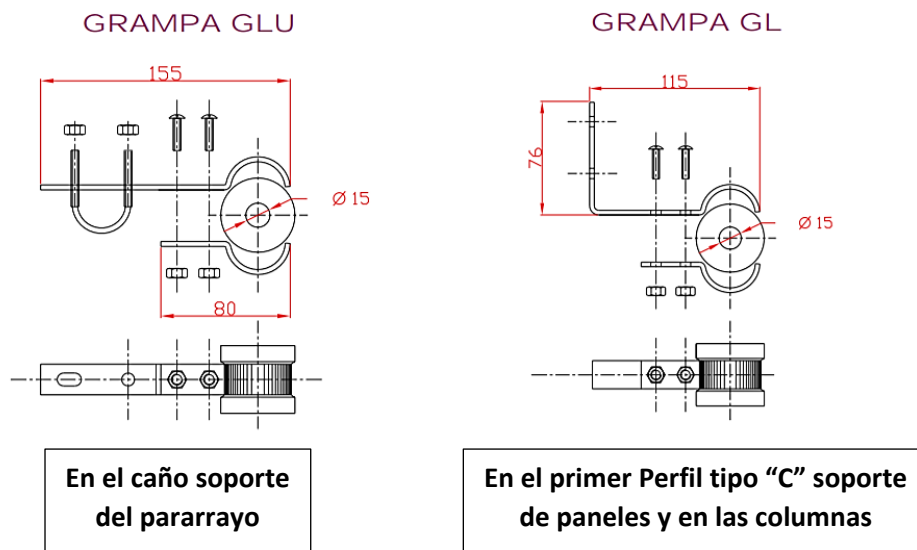


Imagen 21.3.3B: "Características de los soportes aislantes del conductor del SPCR" Fuente: GP (fabricante) [adaptación]

Los conductores de bajada serán diez en total, de igual sección que el conductor colector, es decir de 50mm² de sección, con aislación de 3mm como mínimo de polietileno reticulado (XLPE) tipo PRYSMIAN AFUMEX 1000 cuyas características se mencionan debajo, canalizados mediante de tubos de PVC de 1" que se fijarán a la estructura. Se dispondrán uno por cada estructura soporte del techo fotovoltaico (ménsulas) salvo en las dos columnas extremas.

Estos conductores de bajada se unirán individualmente mediante la misma morsetería mencionada, al conductor colector.

La cantidad y características de los conductores de bajadas se realizó siguiendo la misma norma del SPCR "Protección contra rayos - Parte 3: Daños físicos a estructuras y riesgo de vida" (IEC, 2006), la cual menciona que se deben cumplir por lo menos una de las siguientes tres medidas para obtener valores tolerables de la tensión de contacto:

- a) En condiciones normales de funcionamiento no hay personas a una distancia menor a 3m. (NO CUMPLE)
- b) Si se emplean al menos diez conductores de bajada. **(SI CUMPLE)**
- c) La resistencia de contacto de la capa superficial del suelo, hasta 3m de distancia del conductor de bajada no es inferior a 100kΩ. (PUEDE NO CUMPLIRSE: se puede verificar una vez finalizada la obra).

Como se observa, se cumple con la condición "b" por lo cual el sistema se torna seguro, no obstante la norma dice que (en caso de cumplir) se pueden instalar conductores de bajada expuestos con capacidad de soportar una onda tipo impulso 1,2/50μs de 100kV por ejemplo con un espesor mínimo de 3mm polietileno reticulado. Además en una nota aclara que si existe una capa de asfalto de 5cm de espesor (o 15cm de grava) como el de la ciclovía, los valores se reducen a un valor tolerable.

Por lo visto, si bien la norma exige que se cumpla por lo menos una condición, por ser un proyecto emplazado en un lugar público, se tomó la decisión de cumplir por lo menos dos: la de instalar diez conductores de bajada sumado a que estos se encuentren aislado con polietileno reticulado (además de la protección mecánica del tubo de PVC).

22.Sistema de Puesta a Tierra

Se realiza el cálculo siguiendo la Norma "Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles" (AEA, 2017) e IRAM 2281 y lo dictado en la cátedra "Redes de Distribución e Instalaciones Eléctricas".

Se instalarán dos sistemas de puesta a tierra, uno para el sistema de baja tensión y otro para el sistema de protección contra rayos.

Para el sistema de baja tensión se instalarán enterradas verticalmente una jabalina tipo "Copperweld" 5/8" y 1,5m de largo por cada columna soporte del techo, unidas rígidamente con conductor de cobre de 50mm² de sección el cual será abulonado a dicha estructura; de igual manera se unirá a la bornera de PAT del tablero de inversores/protecciones. Además se unirán cuatro de las jabalinas más cercanas al gabinete mencionado, mediante soldadura cuproaluminotérmica a un conductor de 35mm² de sección enterrado horizontalmente a una profundidad de 0,6m; todas las jabalinas contarán con su respectiva caja de inspección. Esta conformación del sistema de PAT de baja tensión garantiza la resistencia exigida por norma cuyo valor máximo admitido es de $R_{PAT}=40\Omega$ ya que arroja los siguientes resultados:

De la tabla 771-C-VII de la norma se obtiene el valor de la resistividad del terreno:

Tipo de suelo	Condiciones climáticas			
	A Precipitaciones normales y abundantes (más de 500 mm por año)		B Precipitaciones escasas y condiciones desérticas (menos de 500 mm por año)	C Aguas subterráneas salinas
	Valor más probable	Gama de valores medidos	Gama de valores medidos	Gama de valores medidos
	Ωm	Ωm	Ωm	Ωm
Aluvial y arcillas livianas	5	*	*	1 a 5
Arcillas (excluy. al aluvial)	10	5 a 20	10 a 100	3 a 10
Greda	20	10 a 20	50 a 300	3 a 10
Tierra calcárea porosa (por ejemplo greda)	50	30 a 100	50 a 300	3 a 10
Arenisca porosa	100	30 a 300	> 1000	10 a 30
Cuarzos y piedra caliza compacta y cristalina	300	100 a 1000	> 1000	30 a 100
Pizarras arcillosas y esquistos pizarrosos	1000	300 a 3000	> 1000	30 a 100
Granito	1000	300 a 3000	> 1000	30 a 100
Pizarras rajadizas, rocas ígneas	2000	> 1000	>1000	30 a 100

Tabla 771-C-VII: "Resistividad según el tipo de suelo" Fuente: (AEA, 2017)

Se elige el valor de resistividad del terreno $\rho_{terr}=300\Omega m$.

La resistencia de las jabalinas "R_J" será:

$$R_J = \frac{\rho_{terr}}{2\pi n_j L_j} \times \ln \frac{4 L_j}{b}$$

Donde:

- n_j: número de jabalinas. n_j=4 (las 4 jabalinas más cercanas al gabinete que serán unidas con el conductor de cobre desnudo)
- L_j: largo de las jabalinas en [m]. L_j=1,5m
- b: radio de las jabalinas en [m]. b=7,94x10⁻³m

Reemplazando los valores, se obtiene:

$$R_J = \frac{300\Omega m}{2\pi \times 4 \times 1,5m} \times \ln \frac{4 \times 1,5m}{7,94 \times 10^{-3}m}$$

$$R_J = 52,74\Omega$$

La resistencia del conductor "R_{ch}" enterrado horizontalmente será:

$$R_{ch} = \frac{2 \times \rho_{terr}}{L_c}$$

Siendo L_c la longitud enterrada del conductor y cuyo valor es en este caso L_c=20m, se obtiene:

$$R_{ch} = \frac{2 \times 300 \Omega m}{16 m}$$

$$R_{ch} = 37,5 \Omega$$

La resistencia total del sistema de PAT surge del cálculo de ambas resistencias en paralelo, por lo tanto:

$$R_T = \frac{R_J \times R_{ch}}{R_J + R_{ch}}$$

$$R_T = \frac{52,74 \Omega \times 37,5 \Omega}{52,74 \Omega + 37,5 \Omega}$$

$$R_T = 21,92 \Omega$$

Se observa que el valor obtenido de resistencia ($R_T=21,92 \Omega$) es menor que los 40Ω exigidos por norma.

Para el sistema de protección contra rayos, se instalarán once jabalinas alejadas 2,5 veces su largo (separación de 3,75m como mínimo) respecto de las instaladas en las columnas y entre estas (cada dos jabalinas de las columnas, una del SPCR conformando una disposición triangular). Dichas jabalinas del SPCR serán tipo "Copperweld" de 5/8" de diámetro y 1,5m de largo, se enterrarán verticalmente e irán unidas entre sí mediante soldadura cuproaluminotérmica, a un conductor de cobre desnudo de 35mm^2 de sección enterrado horizontalmente a 0,6m de profundidad. Esta disposición del sistema de puesta a tierra cumple con el valor máximo de resistencia exigido por las normas y cuyo valor es de $R_{PAT}=10 \Omega$ ya que como se demuestra a continuación arrojó un valor de $R_{PAT}= 7,38 \Omega$.

La resistencia de las jabalinas " R_J " será:

$$R_J = \frac{f_{terr}}{2\pi n_j L_j} \times \ln \frac{4 L_j}{b}$$

Donde:

- n_j : número de jabalinas. $n_j=11$
- L_j : largo de las jabalinas en [m]. $L_j=1,5m$
- b : radio de las jabalinas en [m]. $b=7,94 \times 10^{-3}m$

Reemplazando los valores, se obtiene:

$$R_J = \frac{300 \Omega m}{2\pi \times 11 \times 1,5m} \times \ln \frac{4 \times 1,5m}{7,94 \times 10^{-3}m}$$

$$R_J = 19,18 \Omega$$

La resistencia del conductor " R_{ch} " enterrado horizontalmente será:

$$R_{ch} = \frac{2xf_{terr}}{L_c}$$

Siendo L_c la longitud del conductor y cuyo valor es en este caso $L_c = 50m$, se obtiene:

$$R_{ch} = \frac{2x300\Omega m}{50m}$$

$$R_{ch} = 12\Omega$$

La resistencia total será:

$$R_T = \frac{R_j \times R_{ch}}{R_j + R_{ch}}$$

$$R_T = \frac{19,18\Omega \times 12\Omega}{19,18\Omega + 12\Omega}$$

$$R_T = 7,38\Omega$$

23. Energía Eléctrica generada e Inyectada a la red

Conociendo ya el número de paneles fotovoltaicos a instalar y sabiendo que los inversores son capaces de administrar el total de energía eléctrica proveniente de los paneles, vale decir que no existe recorte en la curva de generación, y suponiendo que la red es capaz de recibir el total de esa energía, se puede decir que la energía eléctrica generada e inyectada a la red “ $EE_{\text{inyectada mensual}}$ ” estará determinada por la siguiente ecuación:

$$EE_{\text{Inyectada Mensual}} = \frac{N_{\text{pan}} \times P_p [W] \times HSP [h/día] \times PR \times (D_{\text{mes}} - D_{\text{osc}}) [días/mes]}{1000 [W/KW]}$$

Reemplazando los valores en la ecuación se obtiene:

- Cantidad de paneles fotovoltaicos (N_{pan}): **160 paneles**
- Potencia pico del panel (P_p): **345Wp**

Tabla 23A: “Energía eléctrica inyectada a la red (teórica para el primer año)” Fuente: Propia

PERIODO	PR	HSP [h/día]	DÍAS DE NO SOL U OSCUROS (Dosc)	DÍAS/MES	ENERGÍA GENERADA MENSUAL	
ENERO	0,784	6,14	2,39	31	7602,24	KWh/mes
FEBRERO	0,7861	5,83	5,08	28	5798,29	KWh/mes
MARZO	0,7908	5,3	4,24	31	6191,10	KWh/mes
ABRIL	0,807	4,95	4,26	30	5675,79	KWh/mes
MAYO	0,8203	4,34	3,27	31	5449,43	KWh/mes
JUNIO	0,8336	3,79	5,02	30	4356,41	KWh/mes
JULIO	0,8355	4,41	2,81	31	5733,49	KWh/mes
AGOSTO	0,8229	5,00	3,09	31	6338,93	KWh/mes
SEPTIEMBRE	0,8063	5,75	4,07	30	6636,00	KWh/mes
OCTUBRE	0,7923	5,75	4,21	31	6737,04	KWh/mes
NOVIEMBRE	0,7868	6,22	2,23	30	7501,87	KWh/mes
DICIEMBRE	0,7847	6,25	3,14	31	7542,30	KWh/mes
ANUAL	0,8042	5,52	43,81	365	78705,35	KWh/año

Lo calculado corresponde con el primer año de la instalación (año N°0), para el resto de los años se deberá aplicar el factor porcentual de degradación de paneles fotovoltaicos que figura en la hoja de datos del mismo.

A continuación se exponen los resultados obtenidos de aplicar los valores de degradación de paneles:

Tabla 23B: "Energía eléctrica inyectada a la red (para 30 años)" Fuente: Propia

ENERGÍA ANUAL TEÓRICA GENERADA [MWh/año]	DEGRADACIÓN ANUAL DE PANELES HASTA AÑO N°1	DEGRADACIÓN ANUAL DE PANELES DESDE AÑO N°1
78,71	-2,5%	-0,66%
CÁLCULO DE ENERGÍA GENERADA POR AÑO		
AÑO N° 0	78,71	MWh/Año
AÑO N° 1	76,74	MWh/Año
AÑO N°2	76,23	MWh/Año
AÑO N° 3	75,73	MWh/Año
AÑO N° 4	75,23	MWh/Año
AÑO N° 5	74,73	MWh/Año
AÑO N° 6	74,24	MWh/Año
AÑO N° 7	73,75	MWh/Año
AÑO N° 8	73,26	MWh/Año
AÑO N° 9	72,78	MWh/Año
AÑO N° 10	72,30	MWh/Año
AÑO N° 11	71,82	MWh/Año
AÑO N° 12	71,35	MWh/Año
AÑO N° 13	70,88	MWh/Año
AÑO N° 14	70,41	MWh/Año
AÑO N° 15	69,94	MWh/Año
AÑO N° 16	69,48	MWh/Año
AÑO N° 17	69,02	MWh/Año
AÑO N° 18	68,57	MWh/Año
AÑO N° 19	68,12	MWh/Año
AÑO N° 20	67,67	MWh/Año
AÑO N° 21	67,22	MWh/Año
AÑO N° 22	66,78	MWh/Año
AÑO N° 23	66,33	MWh/Año
AÑO N° 24	65,90	MWh/Año
AÑO N° 25	65,46	MWh/Año
AÑO N° 26	65,03	MWh/Año
AÑO N° 27	64,60	MWh/Año
AÑO N° 28	64,17	MWh/Año
AÑO N° 29	63,75	MWh/Año
AÑO N° 30	63,33	MWh/Año

24. Organización de la ejecución de la obra

24.1 Diagrama de Gantt

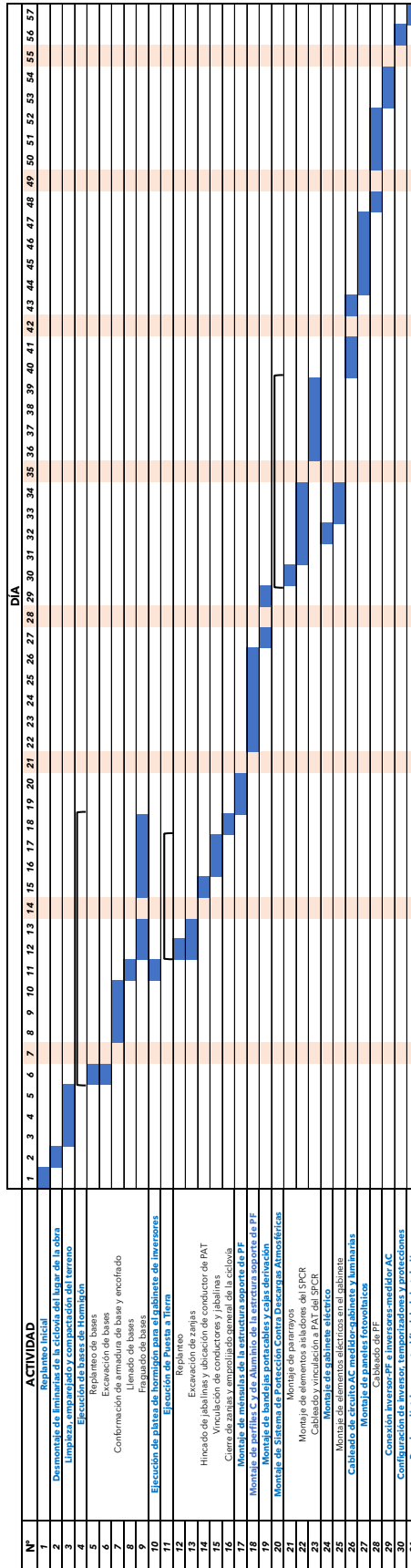


Tabla 24.1A: "Diagrama de Gantt" Fuente: Propia

25. Análisis Económico del Proyecto

25.1 Cómputo y Presupuesto (Elementos principales)

Tabla 25.1A: "Cómputo y presupuesto de materiales principales" Fuente: Propia

		COT \$/USD	174,75	FECHA	3/12/2022		
Nº ÍTEM	ÍTEM	CANTIDAD	SIN IVA				
			PRECIO POR UNIDAD [\$]	PRECIO POR UNIDAD [USD]	SUBTOTAL [\$]	SUBTOTAL [USD]	
RUBRO I: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA							
1	Estructura Soporte (Ménsulas/columnas)	1u	\$ 1.862.350,42	10.657,23 USD	\$ 1.862.350,42	10.657,23 USD	
2	Perfil C 140x60x20x2mm x12m	28u	\$ 37.014,64	211,81 USD	\$ 1.036.409,89	5.930,81 USD	
3	Bulón 1/2x1" con tuerca y arandela (fijación Perfil C-Ménsulas)	288u	\$ 73,65	0,42 USD	\$ 21.212,63	121,39 USD	
4	Panel Trina TSM-345pe15h	162u	\$ 23.459,10	134,24 USD	\$ 3.800.374,90	21.747,50 USD	
5	Inversor	2u	\$ 465.534,00	2.664,00 USD	\$ 931.068,00	5.328,00 USD	
6	Conductor Solar 4mm2	80m	\$ 234,17	1,34 USD	\$ 18.733,20	107,20 USD	
7	Conductor Solar 6mm2	200m	\$ 307,56	1,76 USD	\$ 61.512,00	352,00 USD	
8	conductor sintenax 3x35+1x16	10m	\$ 3.270,34	18,71 USD	\$ 32.703,44	187,14 USD	
9	Tabaquera porta fusible con Fusible 15A	16jgo	\$ 1.048,50	6,00 USD	\$ 16.776,00	96,00 USD	
10	diodes MC4	8u	\$ 1.317,98	7,54 USD	\$ 5.271,92	30,17 USD	
11	Conector paralelo MC4	4u	\$ 1.171,42	6,70 USD	\$ 4.685,67	26,81 USD	
12	Conector MC4	32u	\$ 332,03	1,90 USD	\$ 10.624,80	60,80 USD	
13	Grampa Intermedia con tornillo y tuerca	312u	\$ 379,78	2,17 USD	\$ 118.489,81	678,05 USD	
14	Grampa Terminal con tornillo y tuerca	24u	\$ 422,57	2,42 USD	\$ 10.141,60	58,03 USD	
15	Riel aluminio	80u	\$ 7.745,27	44,32 USD	\$ 619.621,67	3.545,76 USD	
16	Interruptor Suntime SL7-4P25 CC 4x25A 1000Vcc	1u	\$ 19.596,55	112,14 USD	\$ 19.596,55	112,14 USD	
17	Protector de sub y sobre tensión automático RBC Sitel 3 x 380 V	1u	\$ 7.312,06	41,84 USD	\$ 7.312,06	41,84 USD	
18	Contacto BAW 4NO 63A 220Vca CM63-40M	1u	\$ 10.352,13	59,24 USD	\$ 10.352,13	59,24 USD	
19	Interruptor termomagnético SICA C63 240/415Vac 4x63A	1u	\$ 3.434,34	19,65 USD	\$ 3.434,34	19,65 USD	
20	Descargador DC 2x40KA 1500V	2u	\$ 7.863,75	45,00 USD	\$ 15.727,50	90,00 USD	
21	Descargador AC 4x100KA 420V	1u	\$ 19.572,00	112,00 USD	\$ 19.572,00	112,00 USD	
22	Base Hormigón completa (material)	12u	\$ 105.008,86	600,91 USD	\$ 1.260.106,36	7.210,91 USD	
23	Gabinete metálico autosoportado con ventilación 3000x2300x600mm	1u	\$ 307.268,75	1.758,33 USD	\$ 307.268,75	1.758,33 USD	
24	Extractor De Aire 4" 100mm Recto In Line 12v 8A para gabinete	1u	\$ 13.652,16	78,12 USD	\$ 13.652,16	78,12 USD	
25	Regulador de carga fotovoltaico - CP-50A-12/24V	1u	\$ 22.184,58	126,95 USD	\$ 22.184,58	126,95 USD	
RUBRO II: ALUMBRADO PÚBLICO+MEDIDOR							
26	Luminarias Calzada	52u	\$ 38.445,00	220,00 USD	\$ 1.999.140,00	11.440,00 USD	
27	Luminarias Ciclovia	24u	\$ 791,43	4,53 USD	\$ 18.994,31	108,69 USD	
28	Termomagnética 4x100A	1u	\$ 14.717,99	84,22 USD	\$ 14.717,99	84,22 USD	
29	Termomagnética 4x40A	1u	\$ 2.299,19	13,16 USD	\$ 2.299,19	13,16 USD	
30	Termomagnética 4x32A	1u	\$ 2.115,77	12,11 USD	\$ 2.115,77	12,11 USD	
31	Termomagnética 2x5A	77u	\$ 1.255,02	7,18 USD	\$ 96.636,75	553,00 USD	
32	Interruptor diferencial 4x63A	1u	\$ 8.094,82	46,32 USD	\$ 8.094,82	46,32 USD	
33	Contacto 4x40A 220V	1u	\$ 6.899,01	39,48 USD	\$ 6.899,01	39,48 USD	
34	Temporizador ORBIS DATA ANUAL 230 V 50Hz	1u	\$ 4.507,39	25,79 USD	\$ 4.507,39	25,79 USD	
RUBRO III: PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS							
35	Captor Punta de Lanza acero inox. L=280mm con aisladores portantes	5u	\$ 9.264,64	53,02 USD	\$ 46.323,19	265,08 USD	
36	Soporte captor caño acero galvanizado 1"x3mm	5u	\$ 5.056,20	28,93 USD	\$ 25.280,98	144,67 USD	
37	Conductor de cobre desnudo trenzado 50mm2	70m	\$ 3.451,67	19,75 USD	\$ 241.617,15	1.382,64 USD	
38	Conductor de cobre trenzado 35mm2	50m	\$ 2.088,33	11,95 USD	\$ 104.416,74	597,52 USD	
39	Conductor de bajada 1x35mm ² XLPE PRYSMIAN AFUMEX 1000	35m	\$ 3.009,74	17,22 USD	\$ 105.341,03	602,81 USD	
40	Grampa derivación bronce	30u	\$ 1.096,16	6,27 USD	\$ 32.884,77	188,18 USD	
41	Grampa GL con Aislador para cond 50mm2	60u	\$ 1.461,55	8,36 USD	\$ 87.692,73	501,82 USD	
42	Grampa GLU con Aislador para cond 50mm2	15u	\$ 1.461,55	8,36 USD	\$ 21.923,18	125,45 USD	
43	Caño PVC 1" x 3m	14u	\$ 384,16	2,20 USD	\$ 5.378,26	30,78 USD	
44	Omega p/caño pvc 1"	30u	\$ 31,77	0,18 USD	\$ 953,18	5,45 USD	
45	KIT Jabalina 5/8" 1,5m, caja inspección y grampa de bronce	11u	\$ 2.043,56	11,69 USD	\$ 22.479,20	128,64 USD	
RUBRO IV: PAT DE ELEMENTOS NO SOMETIDOS A TENSIÓN							
46	KIT Jabalina 5/8" 1,5m, caja inspección y grampa de bronce	12u	\$ 2.043,56	11,69 USD	\$ 24.522,77	140,33 USD	
47	Conductor de cobre trenzado 50mm2	6m	\$ 3.451,67	19,75 USD	\$ 20.710,04	118,51 USD	
48	Conductor de cobre trenzado 35mm2	20m	\$ 2.088,33	11,95 USD	\$ 41.766,69	239,01 USD	
49	Terminal tipo ojal p/conductor 50mm2	12u	\$ 353,83	2,02 USD	\$ 4.245,99	24,30 USD	
TOTAL MATERIALES PRINCIPALES (SIN IVA)					\$ 13.168.123,57	75.354,07 USD	

25.2 Mano de Obra

Tabla 25.2A: "Cómputo y presupuesto de Mano de Obra y Maquinaria" Fuente: Propia

PRECIO \$/USD		174,75						
COSTO DE MANO DE OBRA (A)								
PUESTO	DÍAS TOTALES POR PUESTO [DÍA]	PRECIO POR HORA [\$/h]	PRECIO POR HORA [USD/H]	HORAS/DÍA	SUBTOTAL [\$]	SUBTOTAL [USD]		
CAPATAZ	17	678,25	3,88	8	\$ 92.242,63	527,85 USD		
SUPERVISOR	35	678,25	3,88	8	\$ 189.911,29	1.086,76 USD		
OFICIAL ALBANIL	7	577,79	3,31	8	\$ 32.356,23	185,16 USD		
AYUDANTE DE ALBAÑIL (1)	5	488,82	2,80	8	\$ 19.552,74	111,89 USD		
AYUDANTE DE ALBAÑIL (2)	3	488,82	2,80	8	\$ 11.731,64	67,13 USD		
ARMADOR HERRERIA Y ARMADURAS (1)	11	555,81	3,18	8	\$ 48.911,16	279,89 USD		
ARMADOR HERRERIA Y ARMADURAS (2)	11	555,81	3,18	8	\$ 48.911,16	279,89 USD		
TÉCNICO ELECTROMECÁNICO (1)	24	547,43	3,13	8	\$ 105.107,49	601,47 USD		
TÉCNICO ELECTROMECÁNICO (2)	23	547,43	3,13	8	\$ 100.728,01	576,41 USD		
TÉCNICO ELECTROMECÁNICO (3)	22	547,43	3,13	8	\$ 96.348,54	551,35 USD		
TÉCNICO ELECTROMECÁNICO (4)	18	547,43	3,13	8	\$ 78.830,62	451,11 USD		
TÉCNICO ELECTROMECÁNICO (5)	17	547,43	3,13	8	\$ 74.451,14	426,04 USD		
MAQUINISTA	6	512,89	2,94	8	\$ 24.618,87	140,88 USD		
SERVICIOS GENERALES	4	481,49	2,76	8	\$ 15.407,73	88,17 USD		
TÉCNICO ESPECIALISTA EN E. FOTOVOLTAICA	8	837,38	4,79	8	\$ 53.592,09	306,68 USD		
					SUBTOTAL (A)	\$ 992.701,34	5.680,69 USD	
INDIRECTOS M.O. (CARGAS SOCIALES, SEGUROS,ETC.)					25%	(del subtotal A)		
					TOTAL (A)	\$ 1.240.876,68	7.100,87 USD	
COSTOS MAQUINARIA, HERRAMIENTAS E INSUMOS GENERALES								
ITEM	DÍAS TOTALES POR ITEM	PRECIO POR HORA [\$/h]	PRECIO POR HORA [USD/H]	HORAS/DÍA	SUBTOTAL [\$]	SUBTOTAL [USD]		
ALQUILER MOTONIVELADORA	3	20933,7846	119,79	6	\$ 376.808,12	2.156,27 USD		
ALQUILER RETROEXCAVADORA	1	17793,7169	101,82	8	\$ 142.349,73	814,59 USD		
ALQUILER COMPACTADORA	3	1313,59498	7,52	2	\$ 7.881,57	45,10 USD		
ALQUILER DE HERRAMIENTAS	50	1465,36492	8,39	8	\$ 586.145,97	3.354,20 USD		
					TOTAL (B)	\$ 1.113.185,39	USD 6.370,16	
						Precio [\$]	Precio [USD]	
INSUMOS GENERALES						\$ 131.681,24	USD 753,54	
					TOTAL (C)	\$ 131.681,24	USD 753,54	
COSTO (A+B+C) EN [\$]								
\$		2.485.743,31						
COSTO (A+B+C) EN [USD]								
USD		14.224,57						

25.3 Valoración Económica de la obra

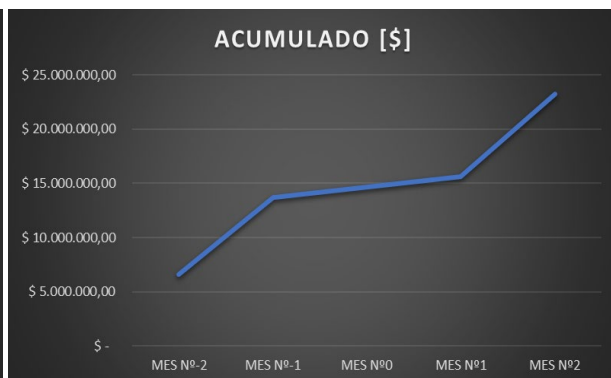
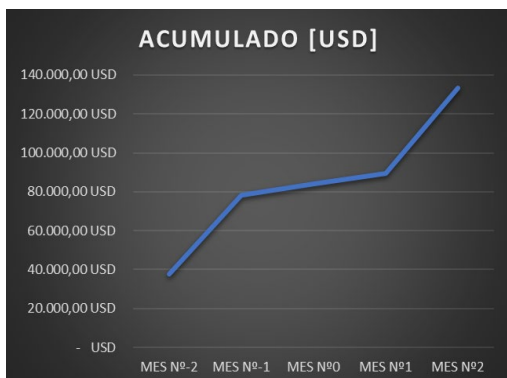
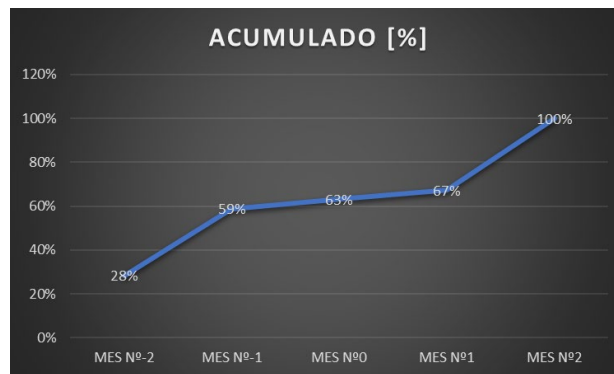
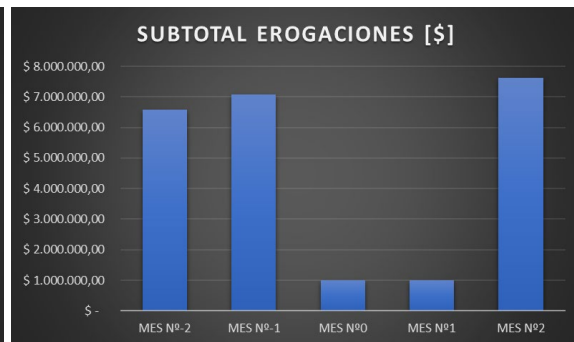
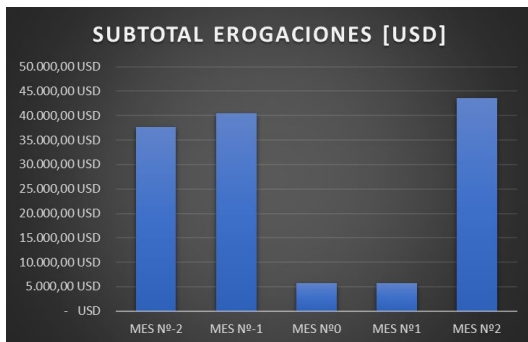
Tabla 25.3A: "Valoración económica de la Obra" Fuente: Propia

VALORACIÓN DE LA OBRA			
MATERIALES PRINCIPALES			
TOTAL MATERIALES PRINCIPALES (SIN IVA)	\$ 13.168.123,57		75.354,07 USD
MANO DE OBRA + MAQUINARIA + HERRAMIENTAS + INSUMOS			
COSTO (A+B+C)	\$ 2.485.743,31		14.224,57 USD
COEFICIENTE DE IMPACTO			
ITEM	% DE COSTO-COSTO	SUBTOTAL [\$]	SUBTOTAL [USD]
IVA	21%	\$ 2.765.305,95	15.824,35 USD
IMPREVISTOS	8%	\$ 1.252.309,35	7.166,29 USD
INGRESOS BRUTOS	3%	\$ 469.616,01	2.687,36 USD
BENEFICIOS	20%	\$ 3.130.773,37	17.915,73 USD
TOTAL COEFICIENTE DE IMPACTO		\$ 7.618.004,68	43.593,73 USD
COSTO TOTAL DE LA OBRA		\$ 23.271.871,55	133.172,37 USD

25.4 Cronograma de erogaciones

Tabla 25.4A: "Cronograma de Erogaciones" Fuente: Propia

COT. \$/USD		174,75				
ITEM	EROGACIONES (USD)					
	MES N°-2	MES N°-1	MES N°0	MES N°1	MES N°2	
50% del costo final de materiales	37.677,03 USD					
100% del costo final de materiales		37.677,03 USD				
20% del total de mano de obra		2.844,91 USD				
60% del total de mano de obra			5.689,83 USD			
100% del total de mano de obra				5.689,83 USD		
100% del costos indirectos (coeficiente de impacto)					43.593,73 USD	
SUBTOTAL EROGACIONES (USD)	37.677,03 USD	40.521,95 USD	5.689,83 USD	5.689,83 USD	43.593,73 USD	
SUBTOTAL EROGACIONES (\$)	\$ 6.584.061,78	\$ 7.081.210,44	\$ 994.297,32	\$ 994.297,32	\$ 7.618.004,68	
% DEL VALOR FINAL DE LA OBRA	28%	30%	4%	4%	33%	
ACUMULADO (%)	28%	59%	63%	67%	100%	
ACUMULADO (USD)	37.677,03 USD	78.198,98 USD	83.888,81 USD	89.578,64 USD	133.172,37 USD	
ACUMULADO (\$)	\$ 6.584.061,78	\$ 13.665.272,23	\$ 14.659.569,55	\$ 15.653.866,87	\$ 23.271.871,55	
					MONTO TOTAL DE OBRA	
					133.172,37 USD	
					\$ 23.271.871,55	



25.5 Repago simple descontado

Para el estudio del repago del presente proyecto, se siguieron los pasos que se enumeran a continuación:

1. Cálculo de energía inyectada a la red: Se tuvo en cuenta la degradación de los paneles a lo largo de 30 años (según los datos previstos por el fabricante de los mismos).
2. Cálculo de los Ingresos en concepto de energía Inyectada a la red: Del cuadro tarifario de la distribuidora se obtuvo el precio de la energía inyectada a la red para el ítem "Alumbrado Público". Ese precio actualmente es de 7622,3 \$/MWh inyectado. Multiplicando el precio en cuestión por la energía inyectada se obtuvieron dichos ingresos.
3. Cálculo de los egresos en concepto de energía de las nuevas luminarias: Del cuadro tarifario de la distribuidora se obtuvo el precio de la energía consumida de la red para el ítem "Alumbrado Público". Ese precio actualmente es de 14242,2 \$/MWh consumido. Multiplicando el precio en cuestión por la energía consumida por las nuevas luminarias se obtuvieron dichos egresos.
4. Cálculo de los egresos en concepto de energía de las luminarias actuales: Multiplicando el precio de la energía consumida mencionado en el punto anterior por la energía consumida por las luminarias actuales se obtuvieron dichos egresos.
5. Cálculos de subsidios aplicables al consumo de las nuevas luminarias: Del cuadro tarifario de la distribuidora se obtuvo valor de subsidio aplicable al ítem "Alumbrado Público". Ese precio actualmente es de -3504,00 \$/MWh consumido. Multiplicando el subsidio en cuestión por la energía consumida por las nuevas luminarias se obtuvieron el monto del subsidio.
6. Cálculo de balance compra-venta de energía para las nuevas luminarias: Haciendo la diferencia entre el monto que se debe abonar por el consumo de energía de la red y los ingresos por inyección de energía a la misma, más los subsidios se obtiene el monto en pesos, en este caso a favor, de dicho balance.
7. Cálculo de ahorro final: se obtiene de considerar que al monto en pesos que se paga en concepto de compra de energía debido a las luminarias actuales, se le resta el monto que se pagaría con las nuevas luminarias y se le suma el monto que ingresa en concepto de inyección de energía a la red.

Los resultados obtenidos según se menciona en los 7 puntos anteriores, se encuentran en la Tabla 25.5A: "Cálculo del Ahorro".

ENERGÍA ANUAL TEÓRICA GENERADA [MWh/año]	DEGRADACIÓN ANUAL DE PANELES HASTA AÑO N°1	DEGRADACIÓN ANUAL DE PANELES DESDE AÑO N°1	PRECIO ENERGÍA (INYECCIÓN)= 7622,3 \$/MWh	PRECIO ENERGÍA (CONSUMO)= 14242,2 \$/MWh	PRECIO ENERGÍA (CONSUMO)= 14242,2 \$/MWh	SUBSIDIOS = - 3504,0 \$/KWh	BALANCE COMPRA-VENTA DE ENERGÍA (nuevas luminarias)	AHORRO FINAL [\$]
78,71	-2,5%	-0,66%						
CÁLCULO DE ENERGÍA GENERADA POR AÑO								
AÑO N° 0	78,71	MWh/Año	\$ 599.915,77	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 188.642,71	\$ 1.643.869,03
AÑO N° 1	76,74	MWh/Año	\$ 584.917,87	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 173.644,81	\$ 1.628.871,13
AÑO N° 2	76,23	MWh/Año	\$ 581.057,42	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 169.784,36	\$ 1.625.010,68
AÑO N° 3	75,73	MWh/Año	\$ 577.222,44	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 165.949,38	\$ 1.621.175,70
AÑO N° 4	75,23	MWh/Año	\$ 573.412,77	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 162.139,71	\$ 1.617.366,03
AÑO N° 5	74,73	MWh/Año	\$ 569.628,25	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 158.355,19	\$ 1.613.581,51
AÑO N° 6	74,24	MWh/Año	\$ 565.868,70	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 154.595,64	\$ 1.609.821,96
AÑO N° 7	73,75	MWh/Año	\$ 562.133,97	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 150.860,91	\$ 1.606.087,23
AÑO N° 8	73,26	MWh/Año	\$ 558.423,88	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 147.150,82	\$ 1.602.377,14
AÑO N° 9	72,78	MWh/Año	\$ 554.738,28	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 143.465,22	\$ 1.598.691,54
AÑO N° 10	72,30	MWh/Año	\$ 551.077,01	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 139.803,95	\$ 1.595.030,27
AÑO N° 11	71,82	MWh/Año	\$ 547.439,90	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 136.166,84	\$ 1.591.393,16
AÑO N° 12	71,35	MWh/Año	\$ 543.826,80	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 132.553,74	\$ 1.587.780,06
AÑO N° 13	70,88	MWh/Año	\$ 540.237,54	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 128.964,48	\$ 1.584.190,80
AÑO N° 14	70,41	MWh/Año	\$ 536.671,97	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 125.398,91	\$ 1.580.625,23
AÑO N° 15	69,94	MWh/Año	\$ 533.129,94	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 121.856,88	\$ 1.577.083,20
AÑO N° 16	69,48	MWh/Año	\$ 529.611,28	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 118.338,22	\$ 1.573.564,54
AÑO N° 17	69,02	MWh/Año	\$ 526.115,85	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 114.842,79	\$ 1.570.069,11
AÑO N° 18	68,57	MWh/Año	\$ 522.643,48	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 111.370,42	\$ 1.566.596,74
AÑO N° 19	68,12	MWh/Año	\$ 519.194,04	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 107.920,98	\$ 1.563.147,30
AÑO N° 20	67,67	MWh/Año	\$ 515.767,36	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 104.494,30	\$ 1.559.720,62
AÑO N° 21	67,22	MWh/Año	\$ 512.363,29	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 101.090,23	\$ 1.556.316,55
AÑO N° 22	66,78	MWh/Año	\$ 508.981,69	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 97.708,63	\$ 1.552.934,95
AÑO N° 23	66,33	MWh/Año	\$ 505.622,41	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 94.349,35	\$ 1.549.575,67
AÑO N° 24	65,90	MWh/Año	\$ 502.285,31	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 91.012,25	\$ 1.546.238,57
AÑO N° 25	65,46	MWh/Año	\$ 498.970,22	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 87.697,16	\$ 1.542.923,48
AÑO N° 26	65,03	MWh/Año	\$ 495.677,02	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 84.403,96	\$ 1.539.630,28
AÑO N° 27	64,60	MWh/Año	\$ 492.405,55	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 81.132,49	\$ 1.536.358,81
AÑO N° 28	64,17	MWh/Año	\$ 489.155,67	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 77.882,61	\$ 1.533.108,93
AÑO N° 29	63,75	MWh/Año	\$ 485.927,25	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 74.654,19	\$ 1.529.880,51
AÑO N° 30	63,33	MWh/Año	\$ 482.720,13	\$ 545.476,26	\$ 1.589.429,52	\$ 134.203,20	\$ 71.447,07	\$ 1.526.673,39

Tabla 25.5A: "Cálculo del Ahorro". Fuente: Propia

Para el cálculo del repago simple descontado se dolarizaron los valores obtenidos en la Tabla 25.5A (tasa de cambio 174,5 \$/USD), dichos valores son cargados en la siguiente tabla en la columna "Ingresos".

Los Egresos son producto de la inversión que debe hacerse en diferentes periodos, tanto la inversión inicial como aquellas que surgen de reemplazar componentes que alcanzan el fin de su vida útil, por ejemplo: luminarias cada 12 años, inversores cada 15 años máximo, paneles cada 30 años máximo, etcétera.

La columna flujo de caja surge de hacer la diferencia entre ingresos y egresos de determinado periodo.

Para calcular el Flujo descontado se aplica la siguiente ecuación:

$$F_n = \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1 + K)^n}$$

Donde:

- K: Tasa de interés del capital, en este caso se tomó una tasa de 3% anual en dólares.
- n: Periodo considera, en este caso años (Año 1 equivale a n=1, etcétera)

Por último, el acumulado surge de la diferencia entre la inversión inicial (egreso) y los sucesivos valores de flujo descontado obtenidos.

Cuando el acumulado deja de ser negativo y se vuelve cero o un valor positivo en alguno de los periodos, se concluye que se ha recuperado la inversión en ese periodo. En este caso el tiempo de recupero de inversión está entre el año 19 y 20 (obsérvese la tabla 25.5B expuesta a continuación, que en la fila correspondiente al año 20 (en amarillo) el acumulado ya es positivo).

Tabla 25.5B: "Recupero de inversión". Fuente: Propia

		K		3%			
PERIODO (n) AÑO	EGRESOS [USD]	INGRESO (AHORRO) [USD]	FLUJO DE CAJA	FLUJO DESCONTADO $F_n = \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1 + K)^n}$	Acumulado		
0	-USD 133.172,37	USD 9.420,45	-USD 123.751,92			-USD 123.751,92	
1		USD 9.334,51	USD 9.334,51	USD 9.062,63	-USD 114.689,29		
2		USD 9.312,38	USD 9.312,38	USD 8.777,81	-USD 105.911,48		
3		USD 9.290,41	USD 9.290,41	USD 8.502,04	-USD 97.409,44		
4		USD 9.268,57	USD 9.268,57	USD 8.235,01	-USD 89.174,43		
5		USD 9.246,89	USD 9.246,89	USD 7.976,44	-USD 81.197,99		
6		USD 9.225,34	USD 9.225,34	USD 7.726,08	-USD 73.471,91		
7		USD 9.203,94	USD 9.203,94	USD 7.483,64	-USD 65.988,27		
8		USD 9.182,68	USD 9.182,68	USD 7.248,89	-USD 58.739,38		
9		USD 9.161,56	USD 9.161,56	USD 7.021,57	-USD 51.717,81		
10		USD 9.140,57	USD 9.140,57	USD 6.801,45	-USD 44.916,36		
11		USD 9.119,73	USD 9.119,73	USD 6.588,29	-USD 38.328,07		
12	-USD 11.444,00	USD 9.099,03	-USD 2.344,97	-USD 1.644,72	-USD 39.972,79		
13		USD 9.078,46	USD 9.078,46	USD 6.181,99	-USD 33.790,80		
14		USD 9.058,02	USD 9.058,02	USD 5.988,42	-USD 27.802,38		
15	-USD 5.328,00	USD 9.037,73	USD 3.709,73	USD 2.381,13	-USD 25.421,25		
16		USD 9.017,56	USD 9.017,56	USD 5.619,45	-USD 19.801,80		
17		USD 8.997,53	USD 8.997,53	USD 5.443,65	-USD 14.358,15		
18		USD 8.977,63	USD 8.977,63	USD 5.273,41	-USD 9.084,74		
19		USD 8.957,86	USD 8.957,86	USD 5.108,54	-USD 3.976,19		
20		USD 8.938,23	USD 8.938,23	USD 4.948,88	USD 972,69		
21		USD 8.918,72	USD 8.918,72	USD 4.794,25	USD 5.766,94		
22		USD 8.899,34	USD 8.899,34	USD 4.644,50	USD 10.411,44		
23		USD 8.880,09	USD 8.880,09	USD 4.499,47	USD 14.910,91		
24	-USD 11.444,00	USD 8.860,97	-USD 2.583,03	-USD 1.270,68	USD 13.640,23		
25		USD 8.841,97	USD 8.841,97	USD 4.222,97	USD 17.863,20		
26		USD 8.823,10	USD 8.823,10	USD 4.091,22	USD 21.954,42		
27		USD 8.804,35	USD 8.804,35	USD 3.963,62	USD 25.918,04		
28		USD 8.785,72	USD 8.785,72	USD 3.840,04	USD 29.758,08		
29		USD 8.767,22	USD 8.767,22	USD 3.720,34	USD 33.478,42		
30		USD 8.748,84	USD 8.748,84	USD 3.604,41	USD 37.082,83		

26. Estudio de Impacto Ambiental

26.1 Introducción

En un mundo en pleno desarrollo y expansión económica, la fuerza principal de cada país, es la energía, y la capacidad para producirla sin dependencia extranjera, es fundamental.

En el ámbito internacional, la energía es un bien cada vez más escaso, y por lo tanto más costoso. Teniendo en cuenta que venimos de muchísimos años de calentarnos, iluminarnos, alimentar nuestros hogares e industrias con energía proveniente de los hidrocarburos, estos combustibles han estado aumentando su precio y los de la energía generada a partir de estos, por lo tanto y para que la electricidad pueda seguir llegando a todos los que la necesitamos, a un valor razonable, se han desarrollado fuentes alternativas a las mencionadas, y que además no son tan destructivas para el ambiente. Una de ellas y la que usaremos es la generación eléctrica fotovoltaica.

En Argentina en particular que tenemos una matriz energética fuertemente vinculada con los combustibles fósiles (cerca de un 70%), irónicamente teniendo una de las reservas de *shale gas* (es un tipo de gas mineral que se encuentra en intersticios de una roca, por lo tanto difiere en el método de extracción) más grandes del mundo, cada año estamos obligados a reducir nuestro consumo energético en el sector industrial para alimentar de gas, por ejemplo, los sistemas de calefacción de cada familia por el periodo invernal. O de lo contrario, recurrir a la importación de GNL desde Bolivia, para poder sobrellevar la estación de invierno, de forma aceptable para la sociedad, aunque resignando la posibilidad de trabajo del sector industrial, o, pagando mucho más caro el MBTU (millón de BTU), de lo que nos cuesta producirlo en el país. Esta situación se da a causa de no haber hecho las inversiones correspondientes que nos permitan inyectar "nuestro propio Gas" en un gasoducto que los transporte a los grandes centros de consumo industrial o residencial, y redistribuyan a todo el país. - Aun en el caso de contar con el recurso en el país, tenemos que tener en cuenta las consecuencias que genera los *productos de la combustión* (monóxido y dióxido de carbono) de los hidrocarburos para el medio ambiente, que son *los gases de efecto invernadero* y todo lo que esto implica para el calentamiento global. En ese contexto, teniendo en cuenta el cambio climático, es que consideramos una decisión estratégica, plantear el aprovechamiento del recurso solar en las zonas del país en que éste, es abundante y apto para la generación eléctrica. La Rioja cumple con todas las condiciones necesarias para la generación Fotovoltaica, y por lo tanto se plantea esta solución que tiene, además, muchos otros beneficios asociados.

26.2 Antecedentes

En particular, en el caso del actual proyecto, solo tenemos un antecedente como sistema on-Grid en la provincia de la Rioja.

Se trata del parque solar que se encuentra en la finca vista larga, en el departamento Sanagasta, en un complejo productivo desarrollado tanto en el marco de la producción agrícola como también en la industrialización posterior de los mismos frutos (aceitunas y uvas, entre otras). Cuyas coordenadas son: -29.218583; -67.063325.



Imagen 26.2A: "Parque Solar Fotovoltaico Vista Larga" Fuente: Propia

El Parque está constituido por 156 módulos monocristalinos de media celda de 465Wp, con lo que suma una potencia total de 72.5kwp. Además, consta de un inversor de 60kWca, con conectividad wifi para telemedición.

El plano general de generación, está inclinado a 25°, igual que en este Proyecto Final, y Todo el sistema de generación está soportado por una estructura metálica de perfil tipo C galvanizado, con bases de hormigón.

26.3 Objetivo

La evaluación de impacto ambiental es un proceso de carácter preventivo, encaminado a identificar las consecuencias ambientales de la ejecución y funcionamiento de una actividad humana, en particular, en este caso de la central solar de la ciclovía, con el fin de establecer las medidas preventivas y de control que hagan posible el desarrollo operativo de esta central, sin perjudicar, o perjudicando lo menos posible, al medio ambiente.

En el componente ambiental, la evaluación de impacto ambiental nos permite identificar o determinar si el proyecto es viable ambientalmente, si es sostenible o no lo es, o que se requiere de otra forma para que ese proyecto pueda continuar su ejecución y operación. Entonces hablamos de *diseño del manejo o medidas del plan ambiental que debemos elaborar*.

26.3.1 Materiales y materias primas a usar.

Los materiales a usar son:

Rubro 1: Instalación fotovoltaica.

Estructura soporte. Gral. 1unid

Panel Trina TSM-345e15h. 16 unid.

Inversor. 2 unid.

Conductor p/inst. Solar 4mm². 80m

Conductor p/inst. Solar 6mm². 200m.

Conductor Sintenax 3x35+1x16. 10m.

Tabaquera portafusible con Fusible 15A. 16 conjuntos.

Diodo MC4. 8 unid.

Conector paralelo MC4. 4unid.

Conector MC4. 32unid.

Grampa Intermedia. 312 unid.

Grampa Terminal. 24 unid.

Riel aluminio. 80 unid.

Descargador DC 22x40kA 1500V. 2 unid.

Descargador AC 4x100kA 420V. 1 unid.

Base Hormigón completa (H21 - 1.9m³ c/u) 12 Unid.

*NOTA: Para mayor detalle, ver cómputo y presupuesto)

26.3.2 Cuantificación del recurso humano. Nivel de especialización.

El recurso humano a tener en cuenta esta detallado a continuación:

1 Capataz.

1 Supervisor.

- 1 Oficial de albañil.
 - 2 Ayudantes de albañil.
 - 3 Armador herrería y armaduras.
 - 4 Técnicos electromecánicos.
 - 1 Electricista.
 - 1 Maquinista.
 - 1 Encargado Servicios generales.
 - 1 Técnico especialista en energía fotovoltaica.
- Se planea una jornada laboral de 8hs, de lunes a viernes y 4hs los sábados.

26.4 Marco legal aplicable

Se abordará el marco legal de forma de intentar ordenar los temas que merecen ser tenidos en cuenta ya que, en nuestro país, en materia de legislación tenemos un desarrollo considerable y un material enriquecedor al momento de llevar adelante una actividad en particular. Se mencionará desde lo general a lo particular las leyes que afectan cada aspecto:

26.4.1 Constitución Nacional

En el **art. 41** la Const. Nac. Garantiza el derecho a un medio ambiente sano y equilibrado para el desarrollo humano y para las actividades productivas.

En el **art. 43** refiere a las garantías constitucionales del amparo: hábeas data y hábeas corpus. Se trata de un precepto que involucra varias normas muy significativas para la ciudadanía porque hacen a la tutela y a la eficacia concreta de los derechos incluidos en la Constitución, al referirse a los instrumentos procesales destinados, en concreto a resguardarlos.

Arts. 14, 32 y 41 Garantizan el derecho a la información. Todos los habitantes de la nación gozan de los siguientes derechos conforme a las leyes que reglamenten su ejercicio; a saber: Publicar sus ideas sin censura previa. Las autoridades proveerán a la protección del derecho a un medio ambiente sano y a la información ambiental.

En consonancia con esta cláusula, la última reforma constitucional también incluyó en el **art. 41** del texto supremo la expresa protección al medio ambiente, estableciendo una delegación a favor de la Nación en lo que hace a la determinación de "presupuestos mínimos" para la protección ambiental, los que deberán aplicarse necesariamente en relación con el uso de los recursos naturales.

Art. 14 Todos los habitantes de la nación gozan de los siguientes derechos conforme a las leyes que reglamenten su ejercicio; a saber: de asociarse con fines útiles.

Art. 124 La titularidad del dominio de los recursos naturales corresponde a las provincias de todo lo que abarque su territorio.

A partir de allí, el art. 124 de nuestra carta magna deberá leerse conjuntamente con otras disposiciones de igual jerarquía, y en cuanto a la materia de regulación del medio ambiente, deberá interpretarse armónicamente con el tercer párrafo del art. 41 de la Constitución reformada que al establecer la distribución de competencias legislativas ambientales atribuye jurisdicción sobre los recursos naturales a autoridades distintas de las provinciales.

De acuerdo con estas ideas, la problemática ambiental en el marco del desarrollo sustentable necesita de una buena articulación entre los distintos niveles de gobierno si se pretende legislar y ejecutar una normativa ambiental eficiente.

Ley **N°24.065/1991** Transformación del sector energético.

Artículo 11, establece la obligatoriedad de tener un certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para habilitar la construcción y operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del **Ente Nacional Regulador de la Electricidad** (ENRE). Conforme a la calificación asignada, en los casos que corresponda, se deberá dar a publicidad este tipo de solicitudes y realizar una Audiencia Pública.

Artículo 17, se establece que tanto la infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deben adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Así también, deben responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y a los que se establezcan en el futuro, en el orden nacional por la Secretaría de Energía de la Nación.

Artículo 56 Determina que es obligación y función del **ENRE** el velar por la protección de la prioridad, en el medioambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de la electricidad.

Decreto de reglamentación de la ley 24.065, **N°1.398/92** Art. 17 Se establece que la subsecretaría de Energía deberá determinar las normas de protección de cuencas hídricas y ecosistemas asociados, a los cuales deben ajustarse los generadores, transportistas, y distribuidores de energía eléctrica, en lo referente a la infraestructura física, instalaciones y la operación de equipos.

Generación, Transmisión, Transformación y Distribución de electricidad, objeto-política general y agentes- Provisión de servicios modificación a la ley 15.336.

Ley **N°15.336/1960** Régimen jurídico de la industria eléctrica.

Ley **N°24.284** Se crea en el ámbito del Poder Legislativo de la Nación la Defensoría del Pueblo, la cual ejerce las funciones que establece la presente ley, sin recibir instrucciones de ninguna autoridad.

El objetivo fundamental de esta institución es el **de proteger los derechos e intereses de los individuos y la comunidad frente a los actos, hechos y omisiones de la administración pública nacional**, que se mencionan en el artículo 14. Preservación de los recursos del aire.

Ley N° 25.675 Establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable.

Ley N° 25.831 La presente ley establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para garantizar el derecho de acceso a la información ambiental que se encontrare en poder del Estado, tanto en el ámbito nacional como provincial, municipal y de la ciudad de Buenos Aires, como también de entes autárquicos y empresas prestadoras de servicios públicos, sean públicas, privadas o mixtas.

Ley N° 26.190 Establece el régimen de fomento nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la producción de Energía Eléctrica. Y la modificación a esta, **ley N°27.191/16** Que establece, entre otros objetivos, lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017.

Ley N° 27.424/17 Del régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica.

Resolución N°15/92 de la Secretaría de Energía de la Nación: Aprueba el Manual de gestión ambiental del sistema de transporte eléctrico de extra alta tensión.

Resolución N°179/98 de la Secretaría de Energía de la Nación: Acceso a la capacidad de transporte existente. Ampliaciones de la capacidad de transporte por contratos entre partes, mercado spot. Se definen las pautas para la evaluación de otorgamiento de la autorización para la construcción de cualquier instalación de transporte de energía eléctrica de uso particular.

Resolución N°46/94 de la Secretaría de Energía de la Nación: Establece la magnitud de las instalaciones cuya operación y/o construcción requiere un certificado de conveniencia y Necesidad Publica emitido por el Ente Nacional Regulador de la electricidad.

Resolución N°953/97 de la Secretaría de Energía de la Nación: Establece que los petitionantes del Certificado de Conveniencia y Necesidad Publica deben presentar un Estudio de Impacto ambiental y un Plan de Gestión realizado de conformidad con los lineamientos establecidos en la resolución N°15 de la ex Secretaría de Energía y cumplimentando los requisitos estipulados en esta resolución.

Resolución N°69/01 de la Secretaría de Energía de la Nación: Reglamento del Certificado de *Conveniencia y Necesidad Publica* para la construcción y operación o ampliación de las instalaciones de distribución y transporte de energía eléctrica.

Resolución N°311/01 de la Secretaría de Energía de la Nación: Guía de contenidos para el Sistema de Seguridad Publica de las instalaciones de las empresas distribuidoras. Se exige a las empresas distribuidoras la formulación y puesta en marcha de un plan de seguridad, que tenga como ejes fundamentales la prevención,

el análisis de los riesgos y las acciones para evitarlos en forma unificada. Se determinan los siguientes planes que hacen a la seguridad pública:

1. Plan de Detección y corrección de anomalías en instalaciones en la vía pública.
2. Plan de mantenimiento preventivo de instalaciones en la vía pública.
3. Plan de control, registro, análisis y prevención de accidentes de accidentes.
4. Plan de atención de reclamos por seguridad pública.
5. Plan de control de obras en la vía pública.
6. Plan de relevamiento y normalización de líneas aéreas de media y baja tensión.
7. Plan de control de cámaras distribuidoras, de sus contratistas, subcontratistas y proveedores que realicen tareas relacionadas con la seguridad pública.
8. Plan de análisis y prevención de eventos específicos no habituales

Otras leyes que intervienen en el proceso de concreción de este proyecto son las que regulan las actividades involucradas en los trabajos proyectados. Se van a mencionar las leyes más representativas con el objetivo de no dejar ninguna actividad sin regulación legal.

Ley N°19.587 De higiene y seguridad en el trabajo. Sus disposiciones se aplicarán a todos los establecimientos y explotaciones, persigan o no fines de lucro, cualesquiera sean la naturaleza económica de las actividades, el medio donde ellas se ejecuten, el carácter de los centros y puestos de trabajo y la índole de las maquinarias, elementos, dispositivos o procedimientos que se utilicen o adopten.

Ley N°24.028 Ley de Accidentes de Trabajo.

Ley N°24.557 Riesgo del trabajo. Objetivos y ámbitos de aplicación. Prevención de los riesgos del trabajo. Contingencias y situaciones cubiertas. Prestaciones dinerarias y en especie. Determinación y revisión de las incapacidades. Régimen financiero. Gestión de las prestaciones. Derechos, deberes y prohibiciones. Fondos de garantía y reserva. Ente de regulación y supervisión. Responsabilidad Civil del empleador. Órgano tripartito de participación. Normas generales y complementarias. Disposiciones finales.

26.4.2 Constitución Provincial

En su **art. 66** La constitución provincial adhiere y replica el **art. 44** de la Constitución Nacional.

“Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano y equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras y tienen el deber de preservarlo.”

“Toda actividad económica que altere el ambiente y las obras públicas o privadas que se desarrollen en el territorio provincial deberán realizar previamente un Estudio de Impacto Ambiental”.

Ley N° 6215 "El Ministerio de Salud y Desarrollo Social como autoridad de aplicación, conjuntamente con los municipios de la provincia de La Rioja, dispondrán los residuos sólidos, que se generan en ámbito de su jurisdicción con métodos sanitarios adecuados, de tal forma que no afecten la salud humana, como tampoco el ambiente natural. Erradicando los basurales a cielo abierto y los micro basurales en terrenos baldíos, se impedirá el vuelco en cauces de riego, arroyos, ríos, embalses o espejos de agua".

Ley N° 4295/83 "Inalienabilidad del dominio público. El derecho al uso de las aguas públicas sólo faculta su usufructo beneficioso, para los fines otorgados y dentro de las condiciones de esta ley y de los actos de reconocimiento y otorgamiento de derechos. No existe un derecho de propiedad sobre las aguas públicas, las cuales integran, en forma inalienable e imprescriptible, el dominio público del Estado".

Ley N° 8355/08 "Actuar como autoridad de contralor y aplicación del cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Secc. 2 (de la protección ambiental para la actividad minera), del Tít. 13 (arts. 246 a 268 del Código de Minería, y cumplir las demás funciones que señale la Constitución Provincial la presente ley y el decreto reglamentario".

▪ **Legislación Municipal.**

Ordenanza N°3162/01 "La presente ordenanza establece el marco regulatorio general para la conservación, protección y desarrollo del medio ambiente en el Departamento Capital de La Provincia de La Rioja".

Ordenanza N°4065/06 "El presente Código tiene por objeto establecer los principios rectores para la protección, defensa y mejoramiento del ambiente en la Municipalidad de La Rioja Capital, en beneficio de la óptima calidad de vida de sus habitantes".

26.5 DESCRIPCION DEL AMBIENTE

Se realizará una breve descripción y caracterización del ambiente de la ciudad, con el objeto de complementar el presente análisis; para luego hacer lo propio del entorno inmediato al lugar de instalación del proyecto y que se corresponde con un área de 1km de radio, tomando como centro exacto, un punto por la ciclovia, a 30m del extremo oeste del tramo seleccionado de la ciclovia, que se encuentra más cercano al monumento al "Chacho Ángel Vicente Peñaloza" por Av. Félix de la Colina.

26.5.1 Ubicación del área de implantación y descripción general

El lugar donde se proyecta y desarrolla el presente, se ubica en un acceso principal de la ciudad de La Rioja comúnmente nombrado como "acceso sur"; por estar ubicado al sur del centro de la ciudad.

26.5.2 Características ambientales

26.5.2.1 Desarrollo urbano

La *Ciudad de Todos los Santos de La nueva Rioja*, como la llamo originalmente su fundador (Joaquín Víctor Gonzales), está ubicada en la ladera éste del cordón montañoso del Velasco, a una altitud promedio de 350 msnm.

La ciudad capital comenzó su urbanización en la parte inferior del **cono aluvional** (territorio que sirve de canalización a las lluvias que impactan en la zona adyacente del cordón montañoso). Originalmente el núcleo urbano se concentró en un radio de 10 cuadras a la redonda de la plaza principal y en el resto se fue desarrollando una actividad hortícola y frutícola en las tradicionales quintas periféricas, ubicadas en el sector sur este de la ciudad. Esta situación experimentó un marcado cambio en los últimos 40 años, pues la población se incrementó de 40.000 a 180.000 habitantes con un fuerte desarrollo urbano. El fenómeno de la urbanización trajo como consecuencia el *cambio en los usos de la tierra*, de las quintas y huertas familiares se pasó a barrios con una importante densidad de lotes con superficies medias de 300 m², observando como resultado la impermeabilización de los suelos por apertura de calles y asfaltado de las mismas. El suelo sobre el cual se asienta la ciudad se caracteriza por la variedad en textura, típica de pie de monte, constituida por bloques grandes en las cercanías de la montaña, hasta material más fino en la parte distal. Es posible observar capas de deposición de diferente granulometría, debido a los ciclos de sedimentación como de energía del arrastre de agua.

26.5.2.2 Clima

Respecto del clima se pueden extrapolar las características que describen a la región del Chaco árido, ya que la ciudad se encuentra comprendida dentro de esta región. Se caracteriza por un clima subtropical seco; el régimen de precipitaciones es marcadamente estival concentrándose el 70% de las mismas en los 4 meses más cálidos comprendidos de diciembre-marzo, teniendo una media de 350 mm al año. En lo que respecta a las temperaturas en verano son elevadas con una media mensual de 35 °C en el mes más cálido, y máximas que sobrepasan los 45°C. Los inviernos son templados, así el mes más frío tiene una media de 12°C, presentando heladas entre 5-10 días durante el año.

La velocidad promedio del viento por hora en Ciudad de La Rioja tiene variaciones estacionales considerables en el transcurso del año. Los vientos predominantes son los provenientes de la zona este con una velocidad promedio anual de 12 km/hora. Durante el periodo comprendido de los meses de fines de julio, agosto y parte de septiembre hay presencia de viento zonda (viento fuerte y cálido, con arrastre de partículas pequeñas del suelo) característico de la región.

26.5.2.3 Calidad del aire

La calidad del aire es de moderada a buena, teniendo en cuenta que el proyecto está situado en una zona de la ciudad con alto tránsito vehicular por tratarse de un acceso principal y de un carril rápido hacia la zona sur de la ciudad, pero a la vez con buena circulación de aire, además de la flora de los alrededores que favorece la absorción de CO₂ generada y da una sensación de aire fresco. A unos 100m está situada la terminal de ómnibus, la cual hoy en día está en pleno proceso de actividad después de estar casi totalmente sin uso durante la pandemia, ya se está usando en un nivel normal.

En la zona no se aprecia olores particulares, eventualmente, en la estación estival se percibe olor a agua estancada por estar ubicado en cercanías (paralelo a la circunvalación), un canal de desagüe pluvial; y también en ciertos picos anuales turísticos, donde hay mayor llegadas y salidas de colectivos, y vehículos particulares, un olor a "humo" proveniente principalmente de la terminal y los accesos mencionados.

Ruidos debido a la ubicación geográfica donde se llevará a cabo el proyecto se estima entre 50 y 70 dB, valor tenido en cuenta por el tráfico en la zona y por encontrarse en un lugar con un movimiento de tráfico importante, debido a lo mencionado anteriormente.

26.5.3 Aspectos demográficos de la ciudad

Del total de población de la provincia (333.642), en el departamento Capital para el 2010 había 180.995 habitantes, un 53.61%. Y 178.872 habitantes viven en el casco urbano. El resto vive en los alrededores de la capital, en asentamientos rurales, una parte importante produciendo en general de hortalizas y verduras. Y otra parte, marginado con condiciones de vida precarias y muy carentes respecto a necesidades básicas y de servicios públicos.

La ciudad capital, constituye el mayor centro urbano, teniendo la mayor densidad habitacional, e infraestructura edilicia, siendo también la localidad más poblada de la provincia.

Considerando las proyecciones de Población de Cabeceras Departamentales a esta ciudad le corresponden 205.196 habitantes para el 2017, lo cual supone una tendencia de crecimiento sostenido en el tiempo.

La concentración de población urbana incluso a nivel local en la ciudad Capital, manifiesta la importancia de la misma como polo de atracción de migrantes provenientes de países de cercanía (como Chile, Perú, Colombia y mayormente Brasil), en menor medida; que vienen a realizar sus estudios universitarios y terminan (en un alto porcentaje) siendo residentes permanentes. Para habitantes del país este fenómeno de concentración de los centros urbanos se produce del interior de la

provincia, como de provincias vecinas del norte (Catamarca, Salta, Jujuy y Santiago del estero), como también de Córdoba y San Juan.

En cuanto a las características y posibilidades socioeconómicas, se constata en el Departamento Capital que: del total de locales destinados a actividades económicas en el casco céntrico, un 91,3% corresponde a actividades relacionadas al comercio y a servicios. También destacan la actividad del parque industrial que concentra el 17% del empleo formal a nivel provincial, y el sector estatal que es el mayor sostén de la economía local, característica propia de esta provincia. Resaltando un muy bajo desarrollo industrial (necesario para sostener la economía regional) a pesar de contar con beneficios impositivos para las industrias radicadas; según datos provisorios del último Censo Nacional Económico 2010.

26.5.4 Características del entorno del predio de emplazamiento

Para describir las particularidades y características del lugar de emplazamiento, se hizo una visita, y en base a eso se redactó el siguiente texto.

El predio propuesto como destino a instalar la central solar, funciona como ciclovia temática, como zona saludable, destinada a actividades recreativas y de esparcimiento de los ciudadanos en general. Está ubicada en uno de los accesos principales de la ciudad (zona sur), con un marcado desarrollo de actividad comercial a uno de sus lados (norte del acceso) adyacente a una avenida colectora paralela al acceso principal, que satisface las necesidades de consumo de las viviendas ubicadas a ambos lados del mismo hasta llegar al cruce con av. Coronel Ortiz de Ocampo. A partir de ahí comienza a darse una geografía mucho más abierta, y menos poblada en el rango de los 50m para cada lado, con construcciones particulares y barrios más alejados (B° Luis Vernet al Norte y Faldeo del Velazco Sur).

Según la Ordenanza municipal N° 2225/92 (Plan de ordenamiento urbano para la ciudad de La Rioja, se denomina la zona que abarca al sitio de desarrollo como UR11, (de Zonificación de uso del suelo), su uso es predominantemente residencial particulares, Siendo parte de un área de desarrollos inmobiliarios para alquiler, por su cercanía con la universidad Nacional de La Rioja y por lo tanto para satisfacer esa demanda.

Por sus características de uso se destaca como área netamente residencial combinando con el complejo deportivo Carlos Menem, con el complejo "Los Chelcos", y el circuito de BMX que se encuentran justo en frente de la central. Todo esto de camino al oeste y directo al "parque de la ciudad" para continuar como ruta Nacional N°75.

Se ubica relativamente cerca del centro de la ciudad, a una distancia de 3.1 km en línea recta de la plaza principal y a 250m de la terminal de ómnibus de la ciudad.

26.6 Ubicación y localización del predio

En la siguiente imagen satelital se muestra la ubicación geográfica del predio a intervenir, como también el entorno con el que se relaciona y desarrolla. Se puede ver la ubicación macro del predio proyectado en la ciudad de la Rioja, con algunos puntos de referencia como la Terminal de ómnibus, o el Monumento al "Chacho" Ángel Vicente Peñaloza, o el Polideportivo Carlos Menem.



Imagen 26.6A: "Ubicación del Proyecto" Fuente: Propia

Como ya se mencionó, el predio contemplado para el presente proyecto forma parte de un espacio público y de uso de los ciudadanos para actividades recreativas. Este lugar, popularmente llamado "La CicloVía" Este predio, se delimita a 60m de largo y 14 de ancho en la franja que se puede observar en la imagen.



Imagen 26.6B: "Ubicación del Proyecto" Fuente: Propia

Se encuentra en esquina entre avenidas Ortiz de Ocampo y Félix de la Colina, en diagonal al monumento al "Chacho" Ángel Vicente Peñaloza, como se puede ver en la imagen anterior.

26.7 Georreferencia

Latitud: 29°26'23.66" S

Longitud: 66°51'47.88" O

A continuación, se realizará un croquis de la ubicación exacta de la implantación del proyecto.

26.8 Descripción de la CicloVía

Es, a grandes rasgos, una senda urbana para ciudadanos que brinda seguridad necesaria a quienes pretendan circular por el acceso sur, en bicicleta o a pie, intentando garantizar un medio además de seguro, cómodo, y exclusivo para estas actividades. Por lo general su principal uso es para actividades físicas, como entrenamientos, relajación, esparcimiento, etc. Pero también es un acceso que integra y le da funcionalidad a toda la zona circundante.

Por lo anteriormente, es que este proyecto le agrega "valor" al generar la posibilidad de sostener el uso del lugar, aun cuando la intensidad de la radiación solar es mayor y, por lo tanto, perjudicial para la piel, en particular, y la salud en general.



Imagen 26.8A: "Representación del Techo Fotovoltaico en el lugar de emplazamiento"
Fuente: Propia

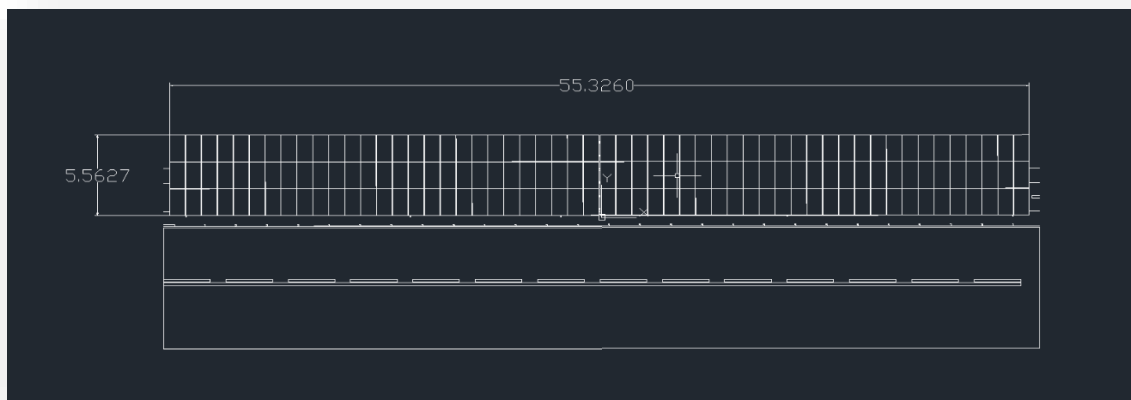


Imagen 26.8B: "Dimensiones generales del techo fotovoltaico" Fuente: Propia

26.9 Superficie total a utilizar

La superficie total a utilizar en este proyecto es 307.6 m²

26.10 Acciones a llevar a cabo en el proyecto.

Enumeración de los pasos de la etapa constructiva.

- Replanteo inicial
- Desmontaje del lugar (luminarias CicloVía).
- Limpieza y emparejado del terreno.
- Ejecución de bases.
 - Replanteo.
 - Excavación.
 - Armado de armaduras de bases y encofrado.
 - Llenado de bases.
 - Fraguado de bases.
- Ejecución de platea para Gabinete.
- Ejecución de puesta a tierra.
 - Replanteo.
 - Excavación de zanjas
 - Instalación de jabalinas y tendido de conductor.
 - Vinculación de conductores y jabalinas.
- Montaje de ménsulas.
- Montajes de perfiles C y de Al soporte.
- Montaje de bandejas portacables y cajas de derivación.
- Montaje de sistema de protección contra descargas Atmosféricas.
 - Montaje de pararrayos.
 - Montaje de elementos aisladores del SPCR.
 - Cableado y vinculado de PAT con SPCR.
- Montaje de Gabinete.
- Montaje de elementos eléctricos en el gabinete.
- Cableado circuito AC Medidor-Gabinete y luminarias cicloVía.
- Montaje de Paneles.
- Cableado de paneles.
- Conexión Inversor-Paneles e Inversor-Medidor AC.
- Configuración de Inversor, Temporizadores y protecciones.
- Pruebas eléctricas y control general final de la instalación.

26.11 Factores que generan impacto

26.11.1 Generación de Residuos

En la etapa de obra se debe tener especial atención en el cuidado de los residuos de embalaje, maquinaria, materias primas, etc. Su tratamiento, recolección y depósito final. Este punto debe ser tenido en cuenta al mismo nivel de las otras etapas de obra, para asegurar el menor impacto y por lo tanto menores acciones de mitigación.

26.11.2 Emisiones gaseosas

Solo se considerarán las emisiones generadas por los vehículos al trasladar tanto, los artefactos y materiales de la instalación al predio, los trabajos in situ de manipulación de pesos con autoelevadores, o grúas y de ser necesario un grupo electrógeno en caso de no tener al alcance el suministro necesario, como también el personal afectado a su montaje, camiones de hormigón, retroexcavadora, grúa, etc.

26.11.3 Material particulado

En las primeras acciones a llevar a cabo en obra, (movimiento de suelos, nivelado y limpieza del terreno) y luego en actividades de excavación (zanjeo y cavado en general para bases y sistema de puesta a tierra), se producirá material particulado en suspensión.

26.11.4 Generación de ruidos y vibraciones perceptibles

La generación de ruidos y vibraciones, será producto tanto de la utilización de maquinaria pesada (motores de combustión), del tipo de excavadoras, niveladoras, camiones en el traslado de material; como por maquinas-herramientas como amoladoras, taladros, etc.

26.11.5 Intervención y efectos en el suelo

Además de lo ya mencionado, relativo al trabajo previo, el suelo será afectado de manera directa en la superficie donde la instalación obstruya los rayos del sol y bajando la temperatura del mismo como efecto principal, y generando un tramo de Ciclovía, con protección para los transeúntes.

26.11.6 Superficie cubierta a generar

Uno de los objetivos y beneficios de esta instalación es, además de la generación de energía eléctrica para el alumbrado, la protección de un pequeño tramo de "ciclovía" para evitar a los transeúntes los efectos de los rayos del sol. Hoy en día no se cuenta con una superficie que cumpla tales objetivos.

26.11.7 Infraestructura y servicios disponibles

El terreno proyectado cuenta, al costado del "Acceso Sur" con una línea de distribución de 13.2kV y una línea de baja tensión 0.23kV para el alumbrado público actual, y las vías de acceso necesarias.

26.11.8 Consumo de agua. Calidad y fuente de suministro

El agua destinada al mantenimiento de los paneles solares se obtendrá de la red de agua existente en la zona. El consumo de agua promedio al realizar el mantenimiento es de entre 1.5 y 2 litros por cada panel.

26.11.9 Consumo de energía. Suministro.

Se puede obtener la energía eléctrica de una línea que colinda con el predio proyectado. El consumo será mínimo, mayormente en etapa de construcción.

26.11.10 Características e impactos socioculturales.

Con la instalación de esta central solar en pleno contacto con las personas, se espera que el impacto sea positivo en cuanto a las energías renovables y limpias, y también se espera que se genere un nivel de conciencia considerable respecto del cuidado del medioambiente.

26.11.11 Impacto socioeconómico.

También tiene impacto socioeconómico al crearse solo en la instalación alrededor de 25 puestos de trabajo temporales directos, y alrededor de otros 15 de forma indirecta, además de los que serán de forma permanente, para la operación y mantenimiento de las instalaciones.

26.12 Cálculo de Huella de Carbono

Para llevar adelante este cálculo, requerimos de los siguientes datos:

- **Horas promedio a año que las luces se encuentran encendidas** con el sistema proyectado versus el sistema existente.

- **Consumo de energía de ambos sistemas.**
 - **Inyección total de energía con el sistema de generación fotovoltaico.**
 - **Consumo de energía de la red por el sistema de iluminación existente.**
 - **Huella de carbono generada con ambos sistemas de iluminación.**
- Comparativa**
- **Huella generada por el ahorro de energía consumida de la matriz convencional**

Se busca demostrar con datos y números contrastables, como los sistemas de energías renovables, en particular el fotovoltaico, reducen la huella de carbono que producimos como sociedad en el planeta. Y de esa forma promover la inversión en la generación de energías sustentables.

Huella de carbono: Podemos definir la huella de carbono como el total de emisiones contaminantes que se generan a lo largo de un año por una empresa u organismo determinado, en este caso, estamos hablando concretamente del CO₂ emitido. Se mide en toneladas de (TCO₂) y sirve para comparar el impacto que generan dichas instituciones y hasta los países; y en base a esto, proponer objetivos de reducción de dichas emisiones con plazos reales.

En primera instancia Calculamos el consumo de energía anual del paquete de luminarias que vamos a considerar.

El sistema actual cuenta con un comando temporizado de encendido y apagado que debe ser actualizado estacionalmente. Este cálculo ya se realizó en este texto, por lo tanto, vamos a recurrir directamente a los valores.

En promedio las luminarias actuales se encuentran **encendidas 11,41 horas diarias** durante el año.

Las luminarias led dimerizables que se proyectan colocar, estarían encendidas 9,44hs diarias en promedio anual. (Efecto que se logra a partir de la disminución de potencia que se logra variando la intensidad de luz necesaria según el tránsito a cada hora).

Iluminación Calzada y ciclovia: 52 luminarias de 400W cada una, más 24 luminarias de 250w cada una. Lo que nos genera un total de **26.800W de potencia.**

Sistema Led dimerizable: 52 luminarias de 200W más 24 de 30W, en total **11.150W.**

El consumo anual de energía del sistema actual es: **26.800W x 11.41h x 365 días = 111.612,6kWh.**

Lo cual según nuestra matriz energética actual (mayormente térmica y a combustibles fósiles como carbón, fueloil, gas, etc.), nos da una generación de **Oc₂ = 48,89T.**



CARBON NEUTRAL+

Tu huella de carbono es
48.89 tCO₂e anual

Compensá hoy tu huella
y mitigá el cambio climático.

Quiero compensar

Estás recibiendo este email porque mediste tu huella con CARBON NEUTRAL +
<https://www.carbonneutralplus.com/>

El consumo anual de energía del sistema proyectado es: 105.25kwh x 365 días =
38.41kWh

Lo cual según nuestra matriz energética actual (Argentina), nos da una generación de
O_{c2} = 17,55T.



CARBON NEUTRAL+

Tu huella de carbono es
17.55 tCO₂e anual

Compensá hoy tu huella
y mitigá el cambio climático.

Quiero compensar

Estás recibiendo este email porque mediste tu huella con CARBON NEUTRAL +
<https://www.carbonneutralplus.com/>

Que resulta en evitar la generación solo por la baja en el consumo de energía de la red de **31.55T de O_{c2}.**

Además del ahorro en Ton. de CO_2 que se produce por el ahorro de energía que se logra con la instalación de nuevos artefactos de iluminación, tenemos que contar con la generación promedio de la central durante 31 años que es de **70.110 kWh anuales**.



Lo que estaría anulando 34TCO_2 adicionales durante esos 31 años. La diferencia entre las 17.55TCO_2 (que es el consumo del sistema de iluminación led)- 34TCO_2 (inyección de la central solar) = **16.45TCO_2 sería el aporte** que esta central solar estaría haciendo de energía sin generación de gases de efecto invernadero al planeta.

Si se considera el ahorro total de TCO_2 analizando el sistema actual versus el sistema completo proyectado, el valor de ahorro de TCO_2 es:

$$\text{Ahorro } \text{TCO}_2 = 48,89 \text{TCO}_2 - 17,55 \text{TCO}_2 + 34 \text{TCO}_2$$

$$\text{Ahorro } \text{TCO}_2 = 65,34 \text{TCO}_2/\text{año}$$

Nota: no se considera la energía utilizada para la fabricación de los paneles solares ni de la estructura en general, por una cuestión de simplicidad del análisis de la información.

Tabla 27B: "Calificación de impacto según magnitud e importancia" Fuente: Propia

Magnitud			I m p a c t o n e g a t i v o	Importancia		
Intensidad	Afectacion	Calificacion		Duracion	Influencia	Calificacion
Baja	Baja	-1		Temporal	Puntual	(+)1
Baja	Media	-2		Media	Puntual	(+)2
Baja	Alta	-3		Permanente	Puntual	(+)3
Media	Baja	-4		Temporal	Local	(+)4
Media	Media	-5		Media	Local	(+)5
Media	Alta	-6		Permanente	Local	(+)6
Alta	Baja	-7		Temporal	Regional	(+)7
Alta	Media	-8		Media	Regional	(+)8
Alta	Alta	-9	Permanente	Regional	(+)9	
Muy Alta	Alta	-10	Permanente	Nacional	(+)10	
Magnitud			I m p a c t o p o s i t i v o	Importancia		
Intensidad	Afectacion	Calificacion		Duracion	Influencia	Calificacion
Baja	Baja	1		Temporal	Puntual	(+)1
Baja	Media	2		Media	Puntual	(+)2
Baja	Alta	3		Permanente	Puntual	(+)3
Media	Baja	4		Temporal	Local	(+)4
Media	Media	5		Media	Local	(+)5
Media	Alta	6		Permanente	Local	(+)6
Alta	Baja	7		Temporal	Regional	(+)7
Alta	Media	8		Media	Regional	(+)8
Alta	Alta	9	Permanente	Regional	(+)9	
Muy Alta	Alta	10	Permanente	Nacional	(+)10	

ANÁLISIS

Según la matriz analizada para el proyecto Instalación Fotovoltaica en la Ciclovía, se puede observar que la actividad que causa mayor impacto negativo es la actividad de movimiento de suelo, especialmente la de excavacion y nivelado. Las actividades de construccion también causan impactos negativos altos específicamente con las actividades instalación de PAT y hormigonado. esto nos conlleva a tomar conciencia de los impactos con el medio ambiente y realizar las debidas correcciones al proyecto para que sea saludable con el medio ambiente.

28. Conclusión

La conclusión de este proyecto se realizó analizando los objetivos planteados al comienzo y son:

Promover la tecnología fotovoltaica

Se cumpliría el objetivo porque se logra insertar este tipo de tecnología renovable en un espacio público bastante frecuentado por la sociedad.

Evitar la radiación solar directa en un 50% (mínimo) de la superficie de la ciclovia en el tramo considerado para el módulo fotovoltaico

Se demostró que este objetivo si se puede cumplir otorgándole a la estructura las dimensiones que surgieron del análisis de sombras realizado para las posiciones del sol en las que, recibir radiación solar directa, es muy nociva para la salud de las personas.

Mejorar el sistema de iluminación del lugar seleccionado, tanto de la calzada como de la ciclovia

Se cumple con este objetivo tanto para la iluminación de la calzada como de la ciclovia, brindando mayor seguridad a las personas, tanto peatones, como automovilistas que circulen, y además disminuye notablemente el consumo eléctrico.

Disminuir gastos en facturación de energía del sistema de iluminación pública

Debido a que es un proyecto integral, que abarca el recambio de luminarias por unas más eficientes, la dimerización de luminarias para disminuir aún más el consumo de energía eléctrica y que además se inyecta energía limpia a la red, este *objetivo se cumple con creces*.

Favorecer el cuidado del medio ambiente mediante la utilización de energía renovable

Como se demostró en el cálculo de la huella de carbono producida. El impacto que tiene el mismo en el medio ambiente es *altamente favorable y beneficioso en términos de sustentabilidad*.

Análisis económico del proyecto

Se demostró que, teniendo en cuenta los costos que representa mantener la iluminación actual respecto a la inversión de llevar a cabo este proyecto, resulta en un ahorro económico que permite el repago de dicha inversión en un plazo de menos de 20 años, aun teniendo en cuenta las reinversiones que deben hacerse en reemplazo a los componentes que finalizan su vida útil (luminarias, inversores, etc.).

29. Bibliografía

- International Commission on Illumination. (2021). *CIE International Commission on Illumination [adaptación]*. Obtenido de <https://cie.co.at/>
- "Introducción a la Energía Solar Térmica" de la Secretaría de Energía, subsecretaría de Energías renovables y Eficiencia Energética. (2019).
- Acciona. (2021). *Acciona-Business as unusual*. Obtenido de <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>
- AEA. (2016). AEA 92305-11: Protección Contra Rayos. Argentina.
- AEA. (2017). 90360: "Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles".
- Asociación Electrotécnica Argentina. (2020). "AEA 90364-4: Protecciones para preservar la seguridad". Argentina.
- CAMMESA. (2022). *CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.* Obtenido de <https://despachorenovables.cammesa.com/>
- Colectando Sol. (2019). Curso de Proyectos Solares. La Rioja, La Rioja, Argentina.
- Comisión Internacional de Iluminación. (2021). Guía Técnica de Eficiencia Energética en Iluminación Y Alumbrado Público. Internacional.
- Comité Europeo de Normalización. (2022). Instrucción Técnica Complementaria EA – 02 . Europa.
- E.N.R.E. (2021). *Servicios Infoleg*. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/325000-329999/325542/res189.pdf>
- Energías Inteligentes. (2022). *Energías Inteligentes Soluciones en energías renovables para el hogar y la industria*. Obtenido de <http://www.energiasinteligentes.com/soluciones/hogar-industria>
- Global Solar Atlas. (2022). *Global Solar Atlas*. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/>
<https://es.weatherspark.com/y/27640/Clima-promedio-en-Ciudad-de-La-Rioja-Argentina-durante-todo-el-a%C3%B1o#Sections-Temperature>. (2022). Obtenido de <https://es.weatherspark.com/y/27640/Clima-promedio-en-Ciudad-de-La-Rioja-Argentina-durante-todo-el-a%C3%B1o#Sections-Temperature>
- IEC. (1990). IEC 1024 International Standard Protection of Structures Against Lightning: Part 1: General Principles.
- IEC. (2006). 62305-3:2006 "Protection against lightning - Part 3: Physical damage to structures and life hazard".
- IEC 60269. (s.f.).
- IEC 60898. (s.f.).

- IEC 60947-2 . (s.f.).
- IRAM. (2016). IRAM 2184-11:2016: "Protección contra los rayos. Parte 11 - Guía para la elección de los sistemas de protección contra los rayos (SPCR) para usar en la República Argentina. Argentina.
- IRAM. (2022). AADL J 2022-2. Alumbrado público – Vías de tránsito – Clasificación y niveles de iluminación. Argentina.
- IRAM. (2022). AADL J 2022-1. Alumbrado público - Luminarias – clasificación fotométrica. Argentina.
- IRAM. (2022). AADL J 2022-3. Alumbrado público - Métodos de diseño para el alumbrado público. Argentina.
- IRAM 2281. (s.f.).
- IRENA. (2020). *Agencia Internacional de Energías Renovables*. Obtenido de <https://www.irena.org/>
- NASA [<https://power.larc.nasa.gov/>]. (2022). Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/>
- NASA. (2022). *Nasa Power*. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/>
- Norma IRAM 2184. (1997).
- OMS. (2021). "Salud" [adaptación]. Obtenido de <https://salud.nih.gov/articulo/el-sol-y-la-piel/>
- Planas, O. (30 de 08 de 2020). *Solarenergia.net* [adaptación]. Obtenido de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/historia#:~:text=En%201838%20el%20franc%C3%A9s%20Alexandre,de%20la%20energ%C3%ADa%20solar%20fotovoltaica.>
- Reghini, H. G.-R. (2007). *Atlas de Energía Solar de la República Argentina*.
- Reghini, H. G.-R. (2007). *Atlas de Recurso Solar de la República Argentina*. APF Suma.
- RETScreen. (2021). *RETScreen Expert*. Obtenido de <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/retscreen/7465>
- Secretaría de Energía. (2022). *Argentina.gob.ar* [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf]. Obtenido de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf
- Secretaría de Energía de la Nación. (2022). *VISOR SIG- Información Geográfica - Energía*. Obtenido de <https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php>
- Subsecretaría de Energía. (01 de 2020). Resolución SSE N° 001-20. La Rioja, La Rioja, Argentina.
- UNE. (2020). UNE-20460-4.43 Instalaciones Eléctricas en Edificios Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 43: Protección contra las sobreintensidades.
- Universidad de Oregon. (2022). *Solar Data U. Oregon*. Obtenido de <https://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php>

Visor SIG [<https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php>]. (2020). Obtenido de <https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php>

Weather Spark. (2021). <https://es.weatherspark.com/> [adaptación]. Obtenido de <https://es.weatherspark.com/>

Wikipedia. (2022). Obtenido de <https://es.wikipedia.org/wiki/Amperio-hora>

30.PLANOS

31.ANEXOS