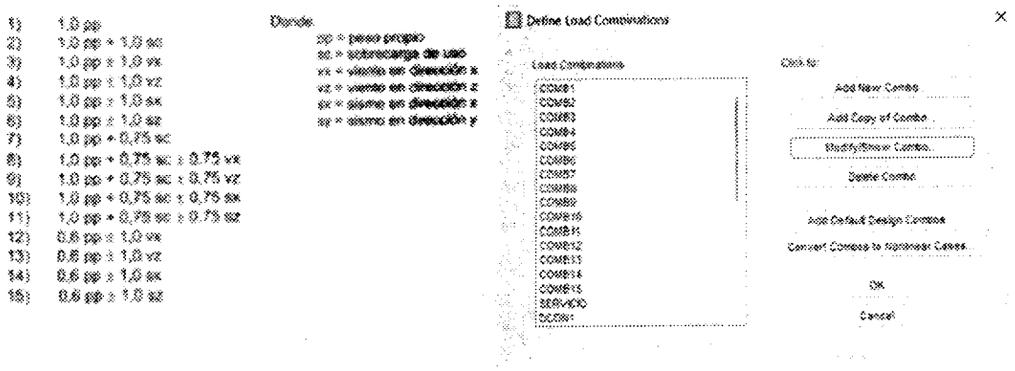
3.5 Combinaciones de Carga

Se lleva a cabo el análisis de tensiones admisibles, por lo que se utilizan las siguientes combinaciones de carga



4.0 Método de Calculo

Análisis matricial tridimensional de estructuras, considerando modelaciones de los distintos ejes que componen la estructura resistente, que toman en cuenta las condiciones de apoyo existente, la forma de los elementos (Perfiles cuadrados, Zapatas cuadradas), con sus área de inercia asociados, además de las fuerzas correspondientes a los diferentes estados de carga considerados.

El análisis se empleo en el programa de análisis y diseño estructural SAP 2000 el cual permite modelar el comportamiento de la estructura bajo la acción de las diferentes combinaciones de carga. Este programa se basan en la utilización de elementos tipo barras y elementos de seis grados de libertad por nodo, los cuales permiten definir secciones y materiales diferentes para cada elemento, por lo que se cumplen las siguientes hipótesis.

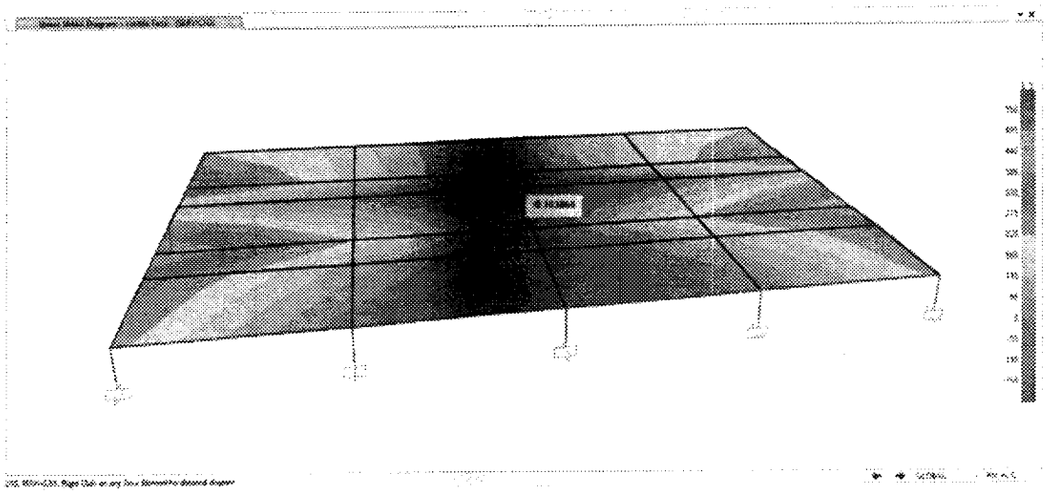
1. Una relación entre desplazamientos y deformaciones de primero orden área de inercia asociados, además de las fuerzas correspondientes a los diferentes estados de carga considerados.

El análisis se empleo en el programa de análisis y diseño estructural SAP 2000 el cual permite modelar el comportamiento de la estructura bajo la acción de las diferentes combinaciones de carga. Este programa se basan en la utilización de elementos tipo barras y elementos de seis grados de libertad por nodo, permite definir secciones y materiales diferentes para cada elemento, por lo que se cumplen las siguientes hipótesis.

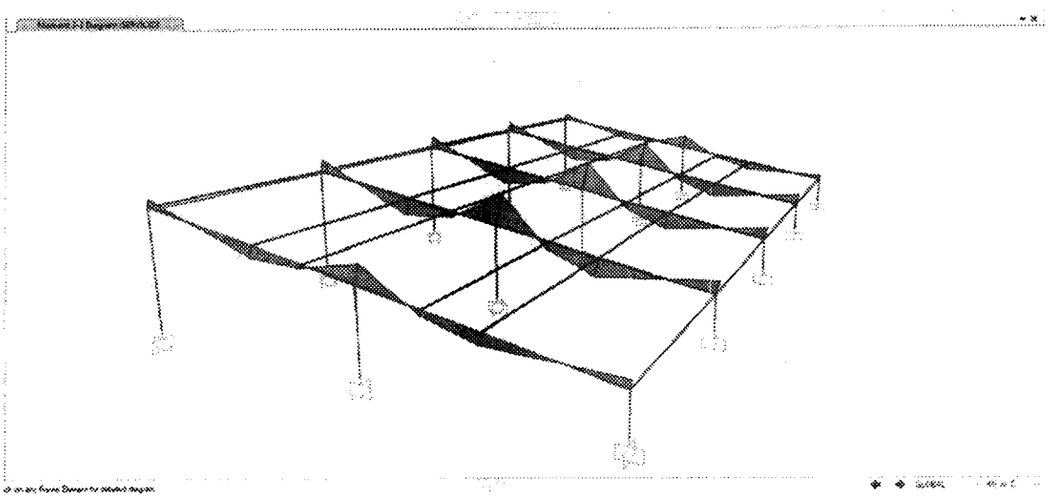
2.Una relación entre tensiones y deformaciones del tipo elástica e isotrópica Cabe mencionar que las caras solicitantes (Peso propio y Sobrecarga) descargan en las barras o en los nodos según corresponda, las cuales son
calculadas por área tributaria.

RESULTADO DE LA MODELACION

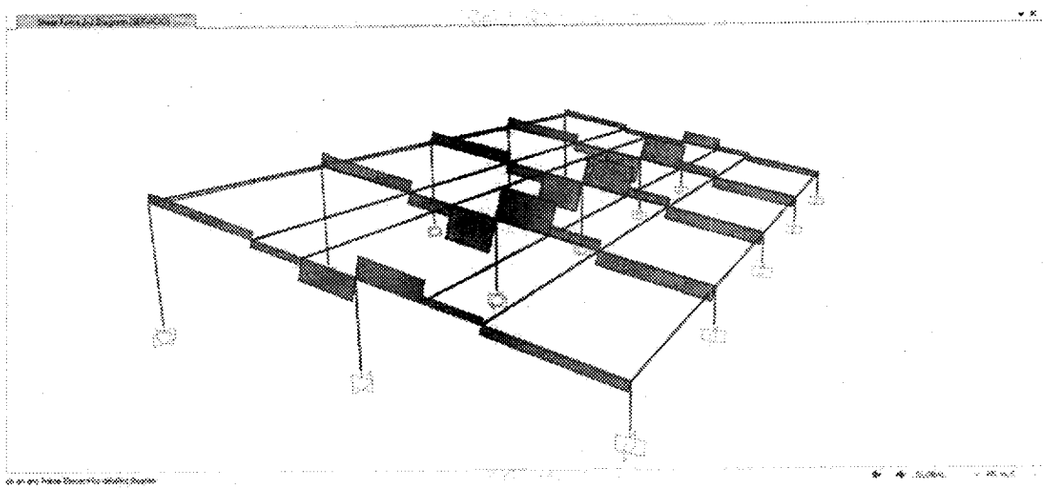
*** Configuración para las deformaciones**



*** Diagrama de Momentos**



*** Diagrama de Cortante**

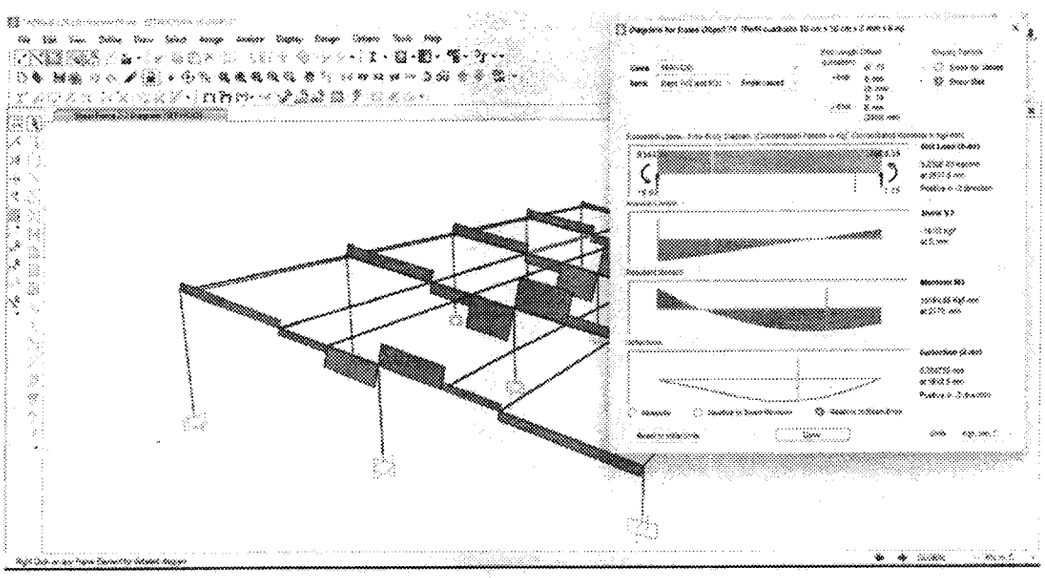


4.1 RESULTADOS DE MODELACION MESA FOTOVOLTAICA

4.1.2. Desplazamiento por Nodos

ESQUEMA DE MOMENTOS, CORTANTES Y DEFLEXIONES DEL ELEMENTOS MAS VULNERABLE BAJO COMBO DE SERVICIO

ELEMENTO CORREA DE SOPORTE PANEL



Teniendo en cuenta que el desplazamiento máximo permitido esta en el orden de L/240 para edificaciones de baja importancia tenemos lo siguiente.

$L := 2900\ mm$

$\rho := \frac{L}{240} = 12.083\ mm$

Vemos que el desplazamiento máximo permitido es de 12.083 mm o 1.2083 cm lo que nos hace percatarnos que estamos dentro del rango debido a que según las combinaciones de cargas y tomando la que mas exige que es la combinación SERVICIO (combinación donde todas las cargas actúan a la vez sobre la estructura, " cargas vivas" "peso propio","sobre carga permanente","viento en X", "viento en Y","sismo en X","sismo en Y") el desplazamiento es de 0.284732 mm aproximadamente valor menor a la flecha permitida según la norma NSR-10

Reacciones sobre los apoyos

Joint Reactions

File View Edit Format-Filter-Sort Select Options

Units: As Noted

Filter:

Joint Reactions

	Joint Text	OutputCase Text	CaseType Text	F1 KN	F2 KN	F3 KN	M1 KN-m	M2 KN-m	M3 KN-m
▶	1	SERVICIO	Combination	0.289	1.411	4.608	0.679	0.0078	-0.0164
	3	SERVICIO	Combination	0.284	-0.475	9.85	0.3445	0.0797	-0.0105
	5	SERVICIO	Combination	0.287	-1.356	4.263	0.731	0.0521	-0.0051
	7	SERVICIO	Combination	-0.005641	3.25	8.932	0.8482	-0.0167	-0.0083
	9	SERVICIO	Combination	0.117	-0.657	18.821	0.4882	0.0307	-0.0034
	11	SERVICIO	Combination	0.02	-2.247	8.682	1.0932	0.0111	-0.0029
	13	SERVICIO	Combination	7.928E-16	3.268	9.568	0.9686	2.374E-16	7.825E-16
	15	SERVICIO	Combination	-2.744E-16	-0.731	18.389	0.5301	-1.587E-16	5.378E-17
	17	SERVICIO	Combination	-3.882E-16	-2.391	8.225	1.3796	-3.855E-16	4.494E-16
	19	SERVICIO	Combination	0.005641	3.25	8.932	0.8482	0.0167	0.0083
	21	SERVICIO	Combination	-0.117	-0.657	18.821	0.4882	-0.0307	0.0034
	23	SERVICIO	Combination	-0.02	-2.247	8.682	1.0932	-0.0111	0.0029
	25	SERVICIO	Combination	-0.289	1.411	4.608	0.679	-0.0078	0.0164
	27	SERVICIO	Combination	-0.284	-0.475	9.85	0.3445	-0.0797	0.0105
	29	SERVICIO	Combination	-0.287	-1.356	4.263	0.731	-0.0521	0.0051

Record: << < 1 > >> of 15

Add Tables Done

DISEÑO ESTRUCTURAL CIMIENTO DE LA ESTRUCTURA

1. PEDESTAL

Datos Estructurales

Resistencia a la compresión del concreto	$fc := 28\ MPa$
Fluencia del acero estructural	$fy := 420\ MPa$
Peso especifico del concreto	$yc := 24\ \frac{kN}{m^3}$
Recubrimiento	$r := 7.5\ cm$

Dimensiones

$a := 0.3\ m$ $\quad h := 1.4\ m$

$b := 0.3\ m$

Cargas, expresadas en el diseño de la estructura tanto las cargas muertas (PD) como las cargas vivas (PL)

Elementos de refuerzo

$Rp := \frac{1}{2}\ in$

$Restribos := \frac{3}{8}\ in$

Informaion propuesta basada en la norma NSR 10

Recubrimiento

NSR-10 - Capítulo C.7 - Detalles del refuerzo

	Recubrimiento de concreto, mm
(a) Concreto colocado contra el suelo y expuesto permanentemente a él	75
(b) Concreto expuesto a suelo o a la intemperie:	
Barras No. 6 (3/4") a 20M (20 mm) a No. 18 (2-1/4") a 55M (55 mm)	50
Barras No. 5 (5/8") a 16M (16 mm), alambres MW200 o MD200 (16 mm de diámetro) y menores	40
(c) Concreto no expuesto a la intemperie ni en contacto con el suelo:	
Losas, muros, viguetas:	
Barras No. 14 (1-3/4") a 45M (45 mm) y No. 18 (2-1/4") a 55M (55 mm)	40
Barras No. 11 (1-3/8") a 36M (36 mm) y menores	20
Vigas, columnas:	
Armadura principal, estribos, zunchos	40
Cascarones y placas plegadas:	
Barras No. 6 (3/4") a 20M (20 mm) y mayores	20
Barras No. 5 (5/8") a 16M (16 mm), alambres MW200 o MD200 (16 mm de diámetro) y menores	15

usando un recubriendo $\beta := 7.5$ **Para efectos de seguridad en el diseño**

Peso del concreto

Tabla B.3.3-1
Masas de los materiales

Material	Densidad (kg/m³)	Material	Densidad (kg/m³)
Acero:	7 800	Mortero de inyección para reforzamiento	2 250
Agua		Mortero de pega para mampostería	2 100
Dulce	1 000	Pañete	
Marina	1 030	Calicanto, concreto ciclópeo	2 100
Aluminio	2 700	Concreto, gravilla, grueso	2 400
Arena		Arenisca	2 300
Común y negra	1 600	Triturado	2 000
Sílice de río	1 800	Piedra	2 600
Bentonita sedimentada	2 600	Productos intermedios	
Bronces	8 800	Acetileno y asociados	1 100
Cal		Cosméticos	700
Hidratada suelta	500	Fármacos	2 300
Hidratada comercial	650	Fenólicos	600
Calcáreo, apagado	900	Fotográficos	1 200
Calcáreo, viva	1 000	Materias de carácter	600
Cemento portland, a granel	1 440	Tratamientos mecánicos	750
Cobre	9 000	Petróleo	
Concreto simple	2 300	Crudos refinados	1 000
Concreto reforzado	2 400	Pesos de referencia	1 100
Concreto, manipostería	2 200	Varios	
Estaño	7 300	Aceites livianos	1 100
Hierro fundido	7 200	Aceites pesados	1 100
Hierro forjado	7 800	Aceites y grasas vegetales	1 000
Fundido	7 200	Aceites y grasas animales	1 000
Forjado	7 800	Aceites y grasas vegetales hidrogenados	1 250
Ladrillo	6 190	Aceites y grasas vegetales sulfatados	1 000
Madera semidura	800	Lana, borregos comerciales	1 300
Madera suave	400 a 700	Lana, borregos sucios	1 000
Manganeso de concreto	2 150	Vidrio	2 600
Manganeso de relleno masivo	1 800	Yeso en tablones para muros	900
Manganeso de roca	2 200	Yeso suelto	1 100
		Yeso en tablones machihembrados	1 200

$yc = 24\ \frac{kN}{m^3}$ **Como se muestra en la tabla B.3.3-1 del reglamento NSR-10**

CARGAS DE DISEÑO

Las cargas de diseño se realizan con base al diseño estructural llevado a cabo en la herramienta SAP 20 la cual tiene en cuenta todo los patrones de carga como lo son:

1. CARGAS VIVAS
2. CARGA MUERTA
3. SOBRE CARGA PERMANENTE
4. SISMO EN TODAS DIRECCIONES
5. CARGAS DE VIENTO

Además de las respectivas combinaciones de carga, las cuales permiten una tranquilidad en el calculo de la fuerza a utilizar.

Joint Reactions

File View Edit Format-Filter-Sort Select Options

Units: As Noted

Joint Reactions

Filter:

Joint Text	OutputCase Text	CaseType Text	F1 KN	F2 KN	F3 KN	M1 KN-m	M2 KN-m	M3 KN-m
1	SERVICIO	Combination	0.269	1.411	4.606	0.675	0.00276	-0.0164
3	SERVICIO	Combination	0.294	-0.473	9.85	0.9445	-0.07517	-0.0105
5	SERVICIO	Combination	0.097	-1.356	4.263	0.791	-0.0521	-0.0051
7	SERVICIO	Combination	-5.005641	3.25	8.932	0.5482	-0.0167	-0.0093
9	SERVICIO	Combination	0.117	-0.857	18.821	0.4882	0.0307	-0.0034
11	SERVICIO	Combination	0.02	-2.247	8.982	1.2932	0.0111	-0.0029
13	SERVICIO	Combination	7.202E-15	3.268	9.085	0.9186	2.374E-15	7.827E-16
15	SERVICIO	Combination	-2.744E-15	-5.731	19.369	0.5301	-1.587E-15	8.336E-17
17	SERVICIO	Combination	-3.902E-15	-2.391	8.205	1.3796	-3.655E-15	4.484E-16
19	SERVICIO	Combination	0.005641	3.25	8.932	0.5482	0.0167	0.0093
21	SERVICIO	Combination	-0.117	-0.857	18.821	0.4882	-0.0307	0.0034
23	SERVICIO	Combination	-0.02	-2.247	8.982	1.2932	-0.0111	0.0029
25	SERVICIO	Combination	-0.269	1.411	4.606	0.675	-0.00276	0.0164
27	SERVICIO	Combination	-0.294	-0.473	9.85	0.9445	-0.07517	0.0105
29	SERVICIO	Combination	-0.097	-1.356	4.263	0.791	-0.0521	0.0051

Record: << < 1 > >> of 15

Add Tables... Done

CARGA DE DISEÑO

$$Pu := 19.369\ kN$$
$$Pu = 19.369\ kN$$

AREA DE ACERO DE REFUERZO LONGITUDINAL

Para la determinación de un área de acero seguro se debe garantizar un diseño que cumpla con lo siguiente:

$$\phi Pn \geq Pu$$

NSR-10 C.9.7.1 (Requisitos de refuerzo longitudinal):
"La cuantía de refuerzo longitudinal de una columna no debe ser menor de 1% ni mayor de 8% del área bruta de la sección transversal.

sin embargo

NSR-10 C.10.14 – Pedestales:
"Para los pedestales que transmitan únicamente cargas axiales y que tengan una relación altura/base sección menor que 3, el refuerzo longitudinal mínimo puede ser de 0.4% del área bruta."

RELACION ALTURA BASE

$$RT := \frac{h}{b} = 4.667$$ por lo que

$$Asmin \geq 0.02\ Ag$$ sabiendo que $$Ag := a \cdot b = 0.09\ m^2$$

$$Asmin := 0.01 \cdot Ag = 900\ mm^2$$

para el diseño en cuestión se colocaran el refuerzo en las cuatro caras para asegurar que la columna una capacidad de resistencia uniforme frente a las cargas

que actúan sobre ella además de que el $As > Asmin$

TABLA C.3.5.3-2
DIMENSIONES NOMINALES DE LAS BARRAS DE REFUERZO
(Diámetros basados en octavos de pulgada)

Designación de la barra (véase la nota)	Diámetro de referencia en pulgadas	DIMENSIONES NOMINALES			Masa kg/m
		Diámetro mm	Area mm^2	Perímetro mm	
No. 2	1/4"	6.4	32	20.0	0.250
No. 3	3/8"	9.5	71	30.0	0.560
No. 4	1/2"	12.7	129	40.0	0.994
No. 5	5/8"	15.9	199	50.0	1.552
No. 6	3/4"	19.1	284	60.0	2.235
No. 7	7/8"	22.2	387	70.0	3.042
No. 8	1"	25.4	510	80.0	3.973
No. 9	1-1/8"	28.7	645	90.0	5.060
No. 10	1-1/4"	32.3	819	101.3	6.404
No. 11	1-3/8"	35.8	1006	112.5	7.907
No. 14	1-3/4"	43.0	1452	135.1	11.380
No. 18	2-1/4"	57.3	2581	180.1	20.240

Nota: El No. de la barra indica el número de octavos de pulgada del diámetro de referencia

Se opta por usar barras N° 4 por lo que:

$db := 0.0127\ m$
$Abarra := 129\ mm^2$
$Nbarra := 8$
$de := 0.0095\ m$
$As := Abarra \cdot Nbarra = (1.032 \cdot 10^3)\ mm^2$
como vemos:

$$Asmin = 900\ mm^2$$

$As > Asmin$

$\phi := 0.65$ factor de reducción para cargas axiales en columnas de concreto

$f'c := 28 \cdot 10^3\ \frac{kN}{m^2}$

$fy = 420\ 10^3 \cdot \frac{kN}{m^2}$

$Ag := (a \cdot b) = 0.09\ m^2$

$k := 0.65$

$\phi Pn := \phi \cdot k \cdot (0.85\ f'c \cdot Ag - fy \cdot As) = 721.867\ kN$

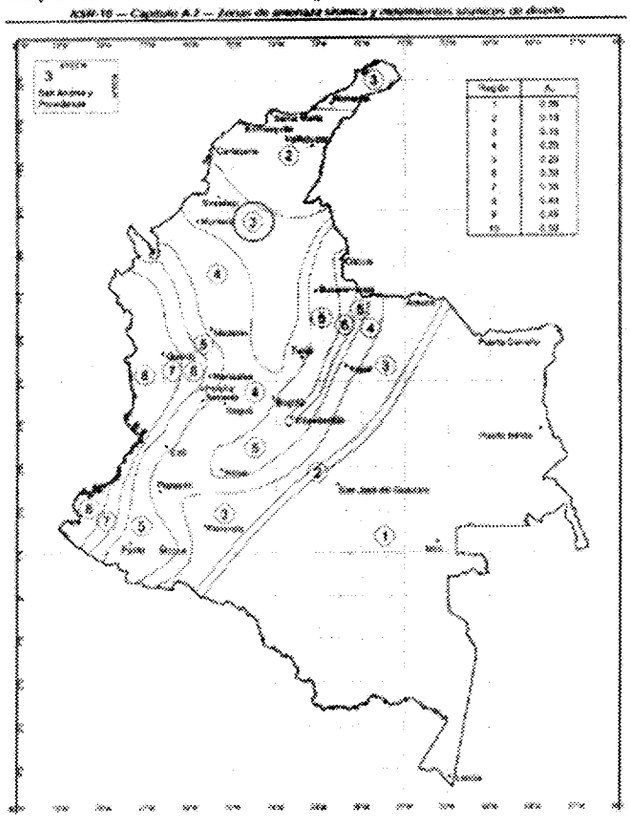
como podemos ver la capacidad de carga mínima axial debe ser ϕ Pn,por lo que, sabiendo esto Pu debe ser menor que ϕPn

$Pu = 19.369\ kN$ $\phi Pn = 721.867\ kN$ CUMPLE

Como Pu es menor que Pn cumple el dimensionamiento

DISEÑO DE ESTRIBOS

Para el diseño de los estribos del **elemento** debemos tener la zona de afectación sísmica dada por la norma NSR-10



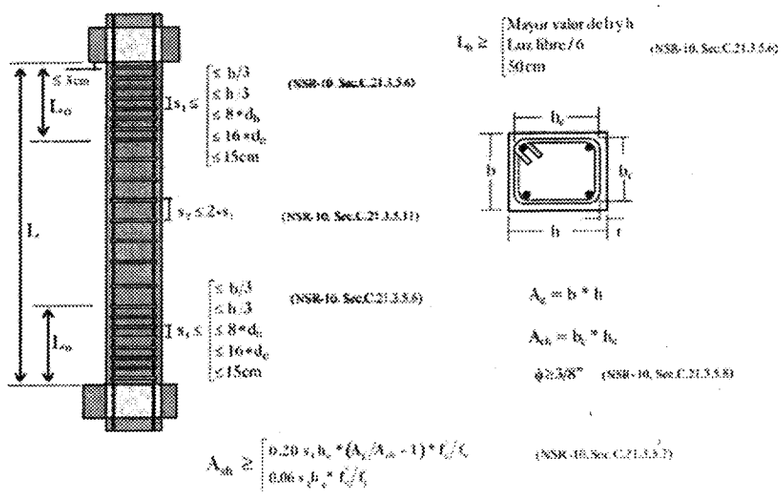
Departamento de Sucre

Municipio	Codigo Municipio	A_a	A_v	Zona de Amenaza Sísmica	A_e	A_d
Sincelejo	70001	0.10	0.15	Intermedia	0.07	0.04
Buenavista	70110	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
Caimito	70124	0.15	0.15	Intermedia	0.04	0.03
Chalan	70230	0.10	0.15	Intermedia	0.08	0.04
Colosó	70204	0.10	0.15	Intermedia	0.07	0.04
Corozal	70215	0.10	0.15	Intermedia	0.05	0.04
El Roble	70233	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
Galeras	70235	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
Guaranda	70265	0.15	0.15	Intermedia	0.06	0.05
La Unión	70400	0.15	0.15	Intermedia	0.05	0.04
Los Palmitos	70418	0.10	0.15	Intermedia	0.05	0.04
Majagual	70429	0.15	0.15	Intermedia	0.04	0.04
Morroa	70473	0.10	0.15	Intermedia	0.07	0.04
Ovejas	70508	0.10	0.15	Intermedia	0.06	0.04
Palmito	70523	0.10	0.15	Intermedia	0.05	0.04
Sampues	70630	0.10	0.15	Intermedia	0.06	0.04
San Benito Abad	70678	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
San Juan Betulia	70702	0.10	0.15	Intermedia	0.05	0.03
San Marcos	70708	0.15	0.15	Intermedia	0.04	0.04
San Onofre	70713	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
San Pedro	70717	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
Sincé	70742	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
Sucre	70771	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
Tolú	70820	0.10	0.15	Intermedia	0.04	0.03
Toluviejo	70823	0.15	0.15	Intermedia	0.06	0.04

Zona sísmica Intermedia

Información obtenida de la **norma NSR-10** apéndice A-4

Por los parámetros mostrados **la amenaza** de ductilidad es moderada por lo que se debe utilizar la siguiente **configuración** para los estribos



ZONA DE CONFINAMIENTO

$$Lo := \max\left(\max(b,a), \left(\frac{h}{6}\right), 50\ cm\right) = 50\ cm$$

Separación de estribos en la zona de confinamiento S1

$$S1 := min\left(\left(\frac{b}{3}\right), \left(\frac{a}{3}\right), (8\ db), (16\ de), (15\ cm)\right) = 10\ cm$$

2. ZAPATA Z 1

PARAMETROS A TENER EN CUENTA PARA EL DISEÑO DE LAS ZAPATAS DEL SISTEMA

PARAMETROS INICIALES

CARGA QUE BAJA POR LA COLUMNA $Pu := 19.369\ kN$

Capacidad portante del suelo $qadm := 50\ \frac{kN}{m^2}$

Distancia de desplate $Df := 1.7\ m$

recubrimiento $r' := 7.5\ cm$

REFUERZO

$Nb := 5$

$dbc := 1.27\ cm$ **diámetro de la barra en el acero de la columna**

$dbz := 1.27\ cm$ **diámetro de la barra en el acero de la zapata**

$Ab_z := \frac{\pi}{4}(dbz)^2 = 1.267\ cm^2$ **área de refuerzo**

$Fc := 0.75$

1. DETERMINACION DE LAS DIMENSIONES DE LA ZAPATA

ESPESOR DE LA ZAPATA

$d := 30\ cm$ **espesor seleccionado para seguridad de diseño**

DETERMINACION DE L Y B **(Sin tener en cuenta el peso propio del elemento)**

área necesaria para soportar el peso que baja por la columna

$$Az := \frac{Pu}{qadm} = 0.387\ m^2$$

$Xl := \sqrt[2]{Az} = 0.622\ m$

$Yl := \sqrt[2]{Az} = 0.622\ m$

Podemos ver que como por la columna baja una carga baja los valore de l y b son demasiados bajos para garantizar una estabilidad adecuada y una trabajabilidad eficaz por lo que haremos la siguiente recomendación.

$X := 0.8\ m$

$Y := 0.8\ m$

Trabajaremos con zapatas cuadradas de 0.8 m X 0.8 m en sus dimensiones de l y b y para el espesor d= 0.40 m por lo que:

CARGAS QUE ACTUAN SOBRE LA ZAPATA

1. PESO PROPIO DEL ELEMENTO (Zapata)

$Vzapata := (X) \cdot (Y) \cdot (d) = 0.192\ m^3$

Peso unitario del concreto

$$yconcreto := 24\ \frac{kN}{m^3}$$

$Ppz := Vzapata \cdot yconcreto = 4.608\ kN$

2. PESO PROPIO DEL ELEMENTO (Pedestal)

$VPedestal := (a) \cdot (b) \cdot (h) = 0.126\ m^3$

$Ppp := VPedestal \cdot yconcreto = 3.024\ kN$

CARGA TOTAL SOBRE LA ZAPATA

$CT := Ppz + Pu + Ppp = 27.001\ kN$

CHEQUEO DE DIMENSIONES DEL ELEMENTO

área necesaria para soportar el peso total que soporta el elemento

$Ansa := \frac{CT}{qadm} = 0.54\ m^2$

$Xnsa := \sqrt[2]{Ansa} = 0.735\ m$

$Ynsa := Xnsa = 0.735\ m$

Son las dimensiones necesarias para transmitir adecuadamente la carga que se le ejerce al elemento hacia el suelo como se ve son menores a las seleccionadas por lo que el elemento se dimensiono de una manera adecuada

CHEQUOE DE LA CAPACIDAD PORTANTE DEL SUELO

Presión de contacto bajo la zapata

$q := \frac{CT}{X \cdot Y} = 42.189\ \frac{kN}{m^2}$

Capacidad portante del suelo

$qadm = 50\ \frac{kN}{m^2}$

como vemos $q < qadm$ **por lo que cumple con lo requerido**

2. CALCULO DE FACTORES DE SEGURIDAD

FACTOR DE SEGURIDAD POR VOLCAMIENTO

Momento estabilizante que genera la zapata

esta representado por la carga total que soporta la zapata multiplicado por el ancho medio de la zapata

$Mestabilizante1 := CT \cdot \frac{X}{2} = 10.8\ kN \cdot m$

MOMENTO QUE GENERA VOLCAMIENTO ESTA DADO POR LA CARGA DE VIENTO MULTIPLICADO POR EL AREA DE LA CUBIERA AFECTADA POR EL SENO DE 10°

Momento estabilizante que genera el terreno

Recomendaciones de diseño

Para el relleno del material se recomienda que el terreno alcance un peso unitario de 19 kN/m3 garantizando una compactación optima

$Ysuelo := 19\ \frac{kN}{m^3}$

$Area_{total} := X \cdot Y = 0.64\ m^2$

$Area_{pedestal} := b \cdot a = 0.09\ m^2$

$Area_{afectacion} := Area_{total} - Area_{pedestal} = 0.55\ m^2$

$Altura_{relleno} := 0.9\ m$

$Volumen_{afectacion} := Area_{afectacion} \cdot Altura_{relleno} = 0.495\ m^3$

$F_{relleno} := Ysuelo \cdot Volumen_{afectacion} = 9.405\ kN$

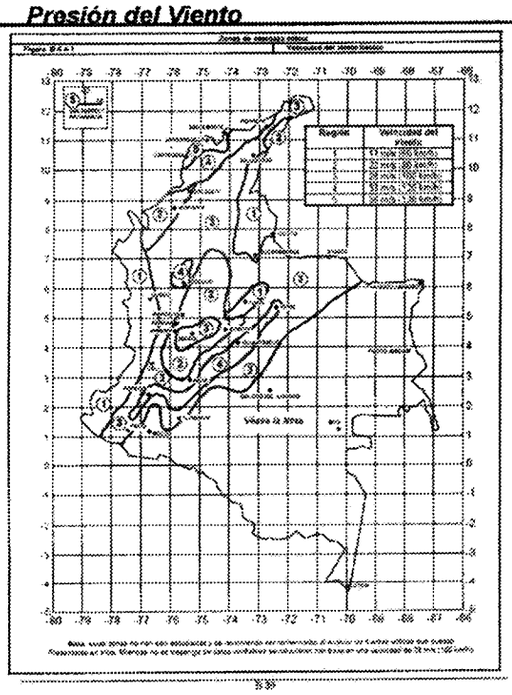
$Momento2_{estabilizante} := F_{relleno} \cdot \frac{X}{2} = 3.762\ kN \cdot m$

Momento estabilizante Total

$MT := Momento2_{estabilizante} + Mestabilizante1 = 14.562\ kN \cdot m$

FUERZA HORIZONTAL

Presión del Viento



Velocidad de viento

$vld := 22\ \frac{m}{s}$

$qv := 0.613 \cdot vld^2 \cdot 10^{-3} = 0.297$

B.6.4.2.1 — ***Presiones Mínimas*** — Las presiones de viento de diseño positivas y negativas, P_{net} de la sección B.6.4.2.2 no serán menores a +0.4 kN/m^2 y -0.4 kN/m^2, respectivamente.

Ahora bien la norma establece que la presiones mínimas de viento están dadas por 0.4 kN/m2

$qv := 0.4 \ \frac{kN}{m^2}$

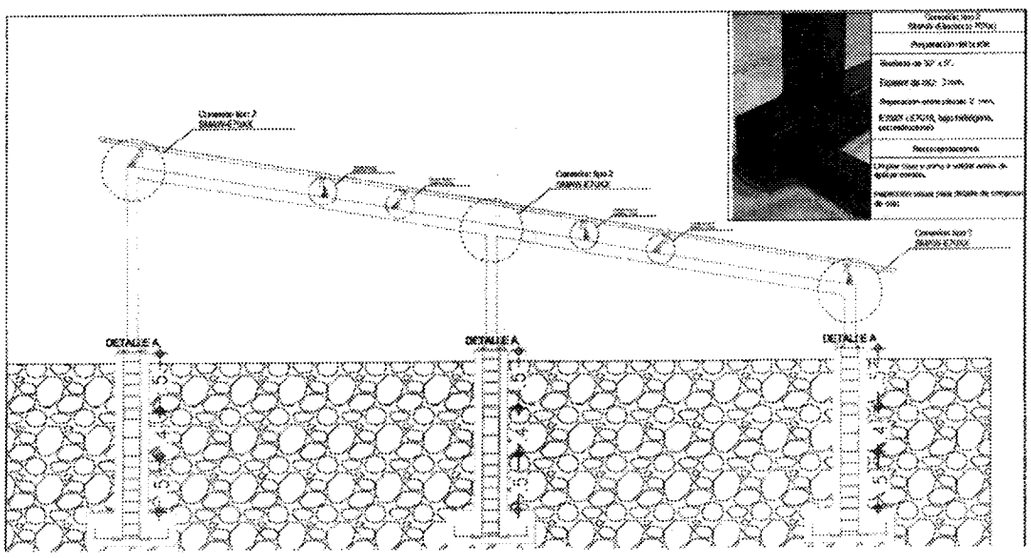
$Cd := 1.3$ Coeficiente de presión para cubiertas inclinadas

$A := 15 \ m \cdot 12 \ m = 180 \ m^2$

$F := qv \cdot Cd \cdot A = 93.6 \ kN$

MOMENTO VOLCAMIENTO

Esta dado por la fuerza horizontal calculada anteriormente con la afectación del área del sistema por el promedio de altura del sistema



Promedio de altura

$P_{altura} := \frac{(0.5 \ m + 1.05 \ m + 1.6 \ m)}{3}$

$P_{altura} = 1.05 \ m$

$Mvolcamiento := F \cdot P_{altura} = 98.28 \ kN \cdot m$ Momento generado en todo el sistema

$n := 15$ numero de zapatas

$M_{unitario} := \frac{Mvolcamiento}{n} = 6.552 \ kN \cdot m$

$FSvolcamiento := \frac{MT}{M_{unitario}} = 2.223$ **Factor de Seguridad**

Estamos dentro de los estándares debido a que es mayor que 1.5, es decir que CUMPLE por volcamiento.

FACTOR DE SEGURIDAD POR DESLIZAMIENTO

$\mu := 0.35$ **Fricción típica para concretos sobre el suelo**

$Ffriccion := CT \cdot \mu = 9.45\ kN$

$FuerzaH := 0.8\ kN$ **EJERCIDA POR EL VIENTO DADA POR LA NORMA NSR-10**

$FSdeslizamiento := \frac{Ffriccion}{\frac{F}{n}} = 1.514$

Estamos dentro de los estándares debido a que es mayor que 1.5, es decir que CUMPLE por deslizamiento.

CHEQUEO POR CORTANTE

Carga total actuante

$Vu := CT = 27.001\ kN$

Longitud critica de corte teniendo en cuenta las dimensiones de la columna

$Lcritica := (X \cdot Y) - (b \cdot a) = 0.55\ m^2$

ESFUERZO CORTANTE

$TV := \frac{Vu}{Lcritica} = 49.093\ \frac{kN}{m^2}$

REISTENCIA AL CORTE DEL CONCRETO

$\phi := 0.75$ **Factor reductor**

$f'c = 28\ MPa$

$\phi Vc := \phi \cdot 0.17 \cdot \sqrt[2]{28} = 0.675\ Mpa$

$\phi Vc := 675\ \frac{kN}{m^2}$

Dado que el esfuerzo cortante calculado de 68.176 kN/m² es mucho menor que la resistencia del concreto al corte de 675 kN/m², no es necesario refuerzo

adicional por corte.

CALCULO DEL ACERO DE REFUERZO

Trabajaremos con el área de acero mínima según la NSR-10

$Pacerom := 0.0018$

$Abruta := X \cdot d = 0.24\ m^2$ **siendo**

$X = 0.8\ m$ **longitud de la zapata en X o Y**

$d = 0.3\ m$ **espesor de la zapata**

$As := Pacerom \cdot Abruta = 432\ mm^2$

Selección de acero

$Nbarras := 7$

$AAcero := Nbarras \cdot Ab_z = 886.738\ mm^2$ **Esto supera el área mínima requerida de 630 mm², por lo que el refuerzo es adecuado.**

LONGITUD DEL GANCHO DE LA ZAPATA

TABLA C.7.2 — DIÁMETROS MÍNIMOS DE DOBLADO

Diámetro de las barras	Diámetro mínimo de doblado
No. 3 (3/8") a 10M (10 mm) a No. 8 (1") a 25M (25 mm)	$6d_b$
No. 9 (1-1/8") a 30M (30 mm), No. 10 (1-1/4") a 32M (32 mm) y No. 11 (1-3/8") a 36M (36 mm)	$8d_b$
No. 14 (1-3/4") a 45M (45 mm) y No. 18 (2-1/4") a 55M (55 mm)	$10d_b$

Como el refuerzo esta entre las numero 3-8

$Dg := 6\ (dbz) = 7.62\ cm$

DISEÑO ESTRUCTURAL ELEMENTOS DE CERRAMIENTO

1. COLUMNAS

Datos Estructurales

Resistencia a la compresión del concreto

Fluencia del acero estructural

Peso especifico del concreto

Recubrimiento

Dimensiones

$a := 0.25\ m$ $\quad h := 3.1\ m$

$b := 0.25\ m$

Cargas, expresadas en el diseño de la estructura tanto las cargas muertas (PD) como las cargas vivas (PL)

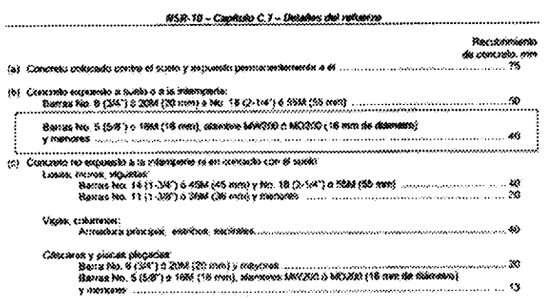
Elementos de refuerzo

$Rp := \frac{1}{2}\ in$

$Restribos := \frac{3}{8}\ in$

Informaion propuesta basada en la norma NSR 10

Recubrimiento



NSR-10 – Capítulo C.7 – Detalles del refuerzo

	Recubrimiento de concreto, mm
(a) Concreto colocado contra el suelo y expuesto permanentemente a él	75
(b) Concreto expuesto a suelo o a la intemperie:	
Barras No. 9 (3/8") a 20M (20 mm) a No. 18 (2-1/4") a 55M (55 mm)	50
Barras No. 5 (5/8") a 16M (16 mm), alambres MW200 a MD200 (16 mm de diámetro) y menores	40
(c) Concreto no expuesto a la intemperie ni en contacto con el suelo:	
Losas, muros, viguetas:	
Barras No. 14 (1-3/8") a 45M (45 mm) y No. 18 (2-1/4") a 55M (55 mm)	40
Barras No. 11 (1-3/8") a 35M (36 mm) y menores	20
Vigas, columnas:	
Armadura principal, estribos, zunchos	40
Cáscaras y placas plegadas:	
Barra No. 6 (3/4") a 20M (20 mm) y mayores	20
Barras No. 5 (5/8") a 16M (16 mm), alambres MW200 a MD200 (16 mm de diámetro) y menores	13

usando un recubriendo $r := 750\ \frac{1}{m} \cdot cm$ **Para efectos de seguridad en el diseño**

Peso del concreto

Tabla B.3.3-1
Masas de los materiales

Material	Densidad (kg/m³)	Material	Densidad (kg/m³)
Acero	7 850	Mortero de inyección para concreto reforzado	2 350
Agua		Mortero de pega para mampostería	2 100
Dulce	1 000	Madera	
Marina	1 030	Caoba, roble, pino	2 500
Aluminio	2 700	Nogal, el roble, pino	2 000
Asfalto		Eucalipto	1 600
Limpio y seco	1 440	Pino	1 000
Mezcla de río	1 760	Nieve	1 100
Bambú natural	700	Productos alimenticios	
Bronce	8 800	Aceites y grasas	1 000
Cal		Cereales	1 200
Hidratada suelta	500	Leche	1 000
Hidratada compactada	650	Pimienta	900
Cartón, apretado	1 000	Semillas	600
Cartón, relajado	500	Productos de limpieza	900
Concreto prefabricado, a granel	1 440	Explosivos de minería polvorosos	700
Cobre	8 900	Granalla	
Concreto pobre	2 200	Hierro, fundición	1 300
Concreto reforzado	2 400	Hierro, no sinterizado	1 700
Concreto, compactado	2 300	Hielo	
Estaño	7 280	Amorfo, húmedo	1 730
Grava seca	1 680	Amorfo seco	1 700
Hielo	920	Amorfo y granos secos	1 600
Hierro		Amorfo y granos húmedos	900
Fundido	7 200	Arena y grava seca aglomerada	1 750
Forjado	7 800	Arena y grava seca, suelta	1 500
Ladrillo	1 600	Arena húmeda, compactada	1 920
Madera aserrada	600	Arena húmeda, suelta	1 760
Madera seca	400 - 700	Ladrillo	2 000
Mampostería de ladrillo	2 100	Cinta de hule para medida	960
Mampostería de bloque hueco	1 850	Cinta, sonda	1 130
Mampostería de piedra	2 200	Zinc en láminas acanaladas	200

$yc = 24\ \frac{kN}{m^3}$ **Como se muestra en la tabla B.3.3-1 del reglamento NSR-10**

CARGAS DE DISEÑO

Carga muerta PD

Las cargas muertas se determinan con base al peso propio que ejerce la estructura que para el caso de las columnas en el diseño hace referencia a la relación entre las dimensione de la columna mas el peso especifico del elemento (concreto reforzado)

$$PD := (a) \cdot (b) \cdot (h) \cdot (yc)$$

siendo :

$a = 0.25\ m$

$b = 0.25\ m$

$h = 3.1\ m$

$yc = 24\ \frac{kN}{m^3}$

$PD = 4.65\ kN$

Carga viva PL

Basados en la tabla B.4.2.1-1 de la normativa NSR-10

Tabla B.4.2.1-1
Cargas vivas mínimas uniformemente distribuidas

Ocupación o uso		Carga uniforme (kN/m²) m² de área en planta	Carga uniforme (kg/m²) m² de área en planta
Reunión	Balcones	5.0	500
	Corredores y escaleras	5.0	500
	Silletería fija (sobre el piso)	3.0	300
	Gimnasios	5.0	500
	Vestíbulos	5.0	500
	Silletería móvil	3.0	300
	Áreas recreativas	5.0	500
	Plataformas	5.0	500
	Escenarios	7.5	750
Oficinas	Corredores y escaleras	3.0	300
	Oficinas	2.0	200
	Restaurantes	5.0	500
Educativos	Salones de clase	2.0	200
	Corredores y escaleras	5.0	500
	Bibliotecas		
	Salones de lectura	2.5	250
	Estanterías	7.5	750
Fábricas	Industrias livianas	5.0	500
	Industrias pesadas	10.0	1000
Institucional	Cuartos de cirugía, laboratorios	4.0	400
	Cuartos privados	2.0	200
	Corredores y escaleras	5.0	500
Comercio	Minoristas	5.0	500
	Mayoristas	6.0	600
Residencial	Balcones	5.0	500
	Cuartos privados y sus corredores	2.0	200
Almacenamiento	Escaleras	3.0	300
	Livianos	6.0	600
	Pesados	12.0	1200
Garajes	Garajes para automóviles de pasajeros	2.5	250
	Garajes para vehículos de carga de hasta 2.500 kg de capacidad	5.0	500
	Corredores	4.0	400

$$PL := \left(\left(1.8\ \frac{kN}{m^2}\right) \cdot (a) \cdot (h)\right)$$

$$PL = 1.395\ kN$$

COMBINACIONES DE CARGAS según la norma NSR-10

$$PD = 4.65\ kN$$

Carga por viento PW

se determina el área expuesta por el viento para determinar la afectación por la que soporta la columna de dimensiones 0.25m x 0.25m x 2.4m de altura.

Área de afectación de viento

$Af := a \cdot h$ siendo $a = 0.25\ m$, $h = 3.1\ m$

$$Af = 0.775\ m^2$$

teniendo en cuenta la NSR-10 la cual nos habla que la presión de viento mínima es de 0.4kN/m2 en el apartado B.62.3.2.2.1

B.6.4.2.2.1 — ***Presiones Mínimas*** — **Las presiones** de viento de diseño positivas y negativas, P_{net} de la sección B.6.4.2.2 no serán **menores a** +0.4 kN/m^2 y -0.4 kN/m^2, respectivamente.

Por lo que: $Pmin := 0.4 \frac{kN}{m^2}$

$PW := Af \cdot Pmin$

$PW = 0.31\ kN$

Carga por Fuerza horizontal de diseño Fh

$R := 5 \frac{m}{s^2}$

R : Factor de disipación de fuerza sísmica de la estructura

$I := 1$

$Fp := 1.50$

I : Factor de importancia de la estructura, para nuestro caso se le asigna 1 por no tener afectaciones directas con la integridad publica

$Sa := 0.3\ g$

Siendo "g" la gravedad 9.81 m/s2, el valor 0.30 depende de la clasificación de la zona sísmica de Colombia que para Buenavista,Sucre es zona 2 con una aceleración de corto periodo

$Sa = 2.942 \frac{m}{s^2}$

$W := PD + PL$

$Fh := \frac{(Sa \cdot W)}{\frac{R}{I}} = 3.557\ kN$

COMBINACION DE CARGAS

$U1 := 1.4\ PD$

$U2 := 1.2\ PD + 1.6\ PL + PW$

$U3 := 1.2\ PD + 1.0\ Fh + 0.5\ PL$

$U4 := 0.9\ PD + 1.0\ Fh$

NOTA: Como es un diseño en una zona donde la presencia de granizo y acumulación de agua por precipitaciones elevadas no se presenta, se tuvieron en cuenta estas combinaciones de cargas.

siendo;

$PD = 4.65\ kN$

$PL = 1.395\ kN$

$Fh = 3.557\ kN$

$PW = 0.31\ kN$

$U1 = 6.51\ kN$

$U2 = 8.122\ kN$

$U3 = 9.834\ kN$

$U4 = 7.742\ kN$

CARGA DE DISEÑO

$Pu := \max(U1, U2, U3, U4)$

$Pu = 9.834\ kN$

AREA DE ACERO DE REFUERZO LONGITUDINAL

Para la determinación de un área de acero seguro se debe garantizar un diseño que cumpla con lo siguiente:

$\phi Pn \geq Pu$

Además que la norma NSR-10 establece en el capitulo C que el área de acero debe oscilar entre el 1 y 6 % del área bruta de la columna, por lo que

$Asmin \geq 0.01\ Ag$ $\qquad$ $Ag := a \cdot b = 0.063\ m^2$

$Asmin := 0.01 \cdot Ag = 625\ mm^2$

para el diseño en cuestión se colocaran el refuerzo en las cuatro caras para asegurar que la columna una capacidad de resistencia uniforme frente a las cargas que actúan sobre ella además de que el $As > Asmin$

TABLA C.3.5.3-2
DIMENSIONES NOMINALES DE LAS BARRAS DE REFUERZO
(Diámetros basados en octavos de pulgada)

Designación de la barra (véase la nota)	Diámetro de referencia en pulgadas	DIMENSIONES NOMINALES			Masa kg/m
		Diámetro mm	Area mm²	Perímetro mm	
No. 2	1/4"	6.4	32	20.0	0.250
No. 3	3/8"	9.5	71	30.0	0.560
No. 4	1/2"	12.7	129	40.0	0.994
No. 5	5/8"	15.9	199	50.0	1.552
No. 6	3/4"	19.1	284	60.0	2.235
No. 7	7/8"	22.2	387	70.0	3.042
No. 8	1"	25.4	510	80.0	3.973
No. 9	1-1/8"	28.7	645	90.0	5.060
No. 10	1-1/4"	32.3	819	101.3	6.404
No. 11	1-3/8"	35.8	1006	112.5	7.907
No. 14	1-3/4"	43.0	1452	135.1	11.380
No. 18	2-1/4"	57.3	2581	180.1	20.240

Nota: El No. de la barra indica el número de octavos de pulgada del diámetro de referencia

Se opta por usar barras N° 4 por lo que:

$db := 0.0127\ m$
$Abarra := 129\ mm^2$
$Nbarra := 6$
$de := 0.0095\ m$
$As := Abarra \cdot Nbarra = 774\ mm^2$

como vemos:

$$Asmin = 625\ mm^2$$

$As > Asmin$

$\phi := 0.65$ factor de reducción para cargas axiales en columnas de concreto

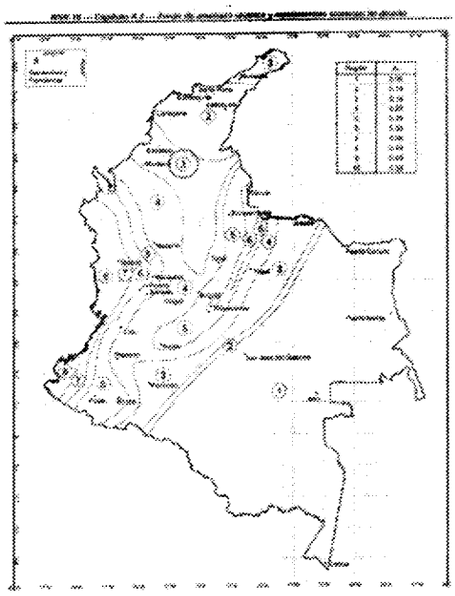
$\phi Pn := \phi \cdot k \cdot (0.85\ f'c \cdot Ag - fy \cdot As) = 491.122\ kN$

como podemos ver la capacidad de carga mínima axial debe ser ϕPn,por lo que, sabiendo esto Pu debe ser menor que ϕPn

$Pu = 9.834\ kN$ $\phi Pn = 491.122\ kN$ CUMPLE

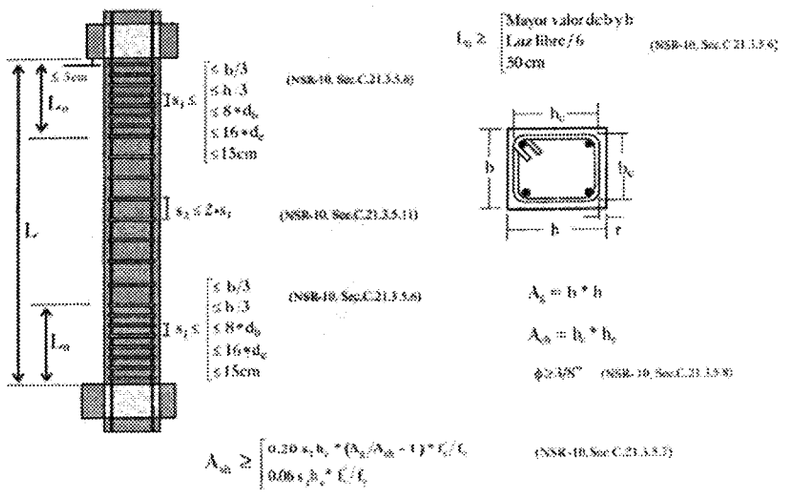
DISEÑO DE ESTRIBOS

Para el diseño de los estribos del elemento debemos tener la zona de afectación sísmica dada por la norma NSR-10



Información obtenida de la norma NSR-10 apéndice A-4

Por los parámetros mostrados la amenaza de ductilidad es moderada por lo que se debe utilizar la siguiente configuración para los estribos



ZONA DE CONFINAMIENTO

$$Lo := \max\left(\max(b, a), \left(\frac{h}{6}\right), 50\ cm\right) = 51.667\ cm$$

Separación de estribos en la zona de confinamiento S1

$$S1 := min\left(\left(\frac{h}{3}\right), \left(\frac{a}{3}\right), (8\ db), (16\ de), (15\ cm)\right) = 8.333\ cm$$

Para efectos de diseño tomamos una separación de estribos de 8 cm por lo que que la zona de confinamiento cambia a 56 cm en los dos extremos

$S1 := 8\ cm$
$Lo := 56\ cm$

ZONA DE NO CONFINAMIENTO

$L1 := h - 2\ Lo = 1.98\ m$ $\qquad h = 3.1\ m$

Separación de estribos en la zona de NO confinamiento S1

$S2 := 2 \cdot S1 = 16\ cm$

2. ZAPATA CERRAMIENTO

PARAMETROS A TENER EN CUENTA PARA EL DISEÑO DE LAS ZAPATAS DE CERRAMIENTO

PARAMETROS INICIALES

CARGA QUE BAJA POR LA COLUMNA $Pu = 9.834\ kN$

Capacidad portante del suelo $qadm := 50\ \frac{kN}{m^2}$

Distancia de desplate $Df := 0.8\ m$

recubrimiento $r := 7.5\ cm$

REFUERZO

$Nb := 5$

$dbc := 1.27\ cm$ **diámetro de la barra en el acero de la columna**

$dbz := 1.27\ cm$ **diámetro de la barra en el acero de la zapata**

$Ab_z := \frac{\pi}{4}(dbz)^2 = 1.267\ cm^2$ **área de refuerzo**

$Fo := 0.75$

1. DETERMINACION DE LAS DIMENSIONES DE LA ZAPATA

ESPESOR DE LA ZAPATA

Mínimo por norma

$dl := 15\ cm$

$d := 30\ cm$ **espesor seleccionado para seguridad de diseño**

DETERMINACION DE L Y B **(Sin tener en cuenta el peso propio del elemento)**

área necesaria para soportar el peso que baja por la columna

$Az := \frac{Pu}{qadm} = 0.197\ m^2$

$Xl := \sqrt[2]{Az} = 0.443\ m$

$Yl := \sqrt[2]{Az} = 0.443\ m$

Podemos ver que como por la columna baja una carga baja los valore de l y b son demasiados bajos para garantizar una estabilidad adecuada y una trabajabilidad eficaz por lo que haremos la siguiente recomendación.

$X := 0.8\ m$

$Y := 0.8\ m$

Trabajaremos con zapatas cuadradas de 0.80 X 0.8 m en sus dimensiones de l y b y para el espesor d= 0.30 m por lo que:

CARGAS QUE ACTUAN SOBRE LA ZAPATA

1. PESO PROPIO DEL ELEMENTO

$Vzapata := (X)\cdot(Y)\cdot(d) = 0.192\ m^3$

Peso unitario del concreto

$\gamma concreto := 24\ \frac{kN}{m^3}$

$Pp := Vzapata \cdot \gamma concreto = 4.608\ kN$

CARGA TOTAL SOBRE LA ZAPATA

$CT := Pp + Pu = 14.442\ kN$

CHEQUEO DE DIMENSIONES DEL ELEMENTO

área necesaria para soportar el peso total que soporta el elemento

$Ansa := \frac{CT}{qadm} = 0.289\ m^2$

$Xnsa := \sqrt[2]{Ansa} = 0.537\ m$

$Ynsa := Xnsa = 0.537\ m$

Son las dimensiones necesarias para transmitir adecuadamente la carga que se le ejerce al elemento hacia el suelo como se ve son menores a las seleccionadas por lo que el elemento se redimensiono de una manera adecuada

CHEQUOE DE LA CAPACIDAD PORTANTE DEL SUELO

Presión de contacto bajo la zapata

$q := \frac{CT}{X \cdot Y} = 22.566\ \frac{kN}{m^2}$

Capacidad portante del suelo

$qadm = 50\ \frac{kN}{m^2}$

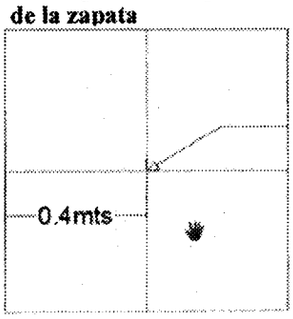
como vemos $q < qadm$ **por lo que cumple con lo requerido**

2. CALCULO DE FACTORES DE SEGURIDAD

FACTOR DE SEGURIDAD POR VOLCAMIENTO

Momento estabilizante que genera la zapata

esta representado por la carga total que soporta la zapata multiplicado por el ancho medio de la zapata



$Mestabilizante := CT \cdot \frac{X}{2} = 5.777\ kN \cdot m$

MOMENTO QUE GENERA VOLCAMIENTO ESTA DADO POR LA CARGA DE VIENTO MULTIPLICADO POR LA ALTURA DE LA COLUMNA

$Mvolcamiento := 0.8\ kN \cdot h$



$Mvolcamiento = 2.48\ kN \cdot m$

$FSvolcamiento := \frac{Mestabilizante}{Mvolcamiento} = 2.329$ **factor de seguridad**

Estamos dentro de los estándares debido a que es mayor que 1.5, es decir que CUMPLE por volcamiento.

FACTOR DE SEGURIDAD POR DESLIZAMIENTO

$\mu := 0.35$ **Fricción típica para concretos sobre el suelo**

$Ffriccion := CT \cdot \mu = 5.055\ kN$

$FuerzaH := 0.8\ kN$ **EJERCIDA POR EL VIENTO DADA POR LA NORMA NSR-10**

$FSdeslizamiento := \frac{Ffriccion}{FuerzaH} = 6.319$

Estamos dentro de los estándares debido a que es mayor que 1.5, es decir que CUMPLE por deslizamiento.

CHEQUEO POR CORTANTE

Caraca total actuante

$Vu := CT = 14.442\ kN$

Longitud critica de corte teniendo en cuenta las dimensiones de la columna

$Lcritica := (X \cdot Y) - (b \cdot a) = 0.578\ m^2$

ESFUERZO CORTANTE

$cv := \frac{Vu}{Lcritica} = 25.008\ \frac{kN}{m^2}$

REISTENCIA AL CORTE DEL CONCRETO

$\phi := 0.75$ **Factor reductor**

$f'c = 28\ MPa$

$\phi Vc := \phi \cdot 0.17 \cdot \sqrt[2]{28} = 0.675 Mpa$

$\phi Vc := 675\ \frac{kN}{}$

m^2

Dado que el esfuerzo cortante calculado de 25.008 kN/m² es mucho menor que la resistencia del concreto al corte de 675 kN/m², no es necesario refuerzo adicional por corte.

CALCULO DEL ACERO DE REFUERZO

Trabajaremos con el área de acero mínima según la NSR-10

$Pacerom := 0.0018$

$Abruta := X \cdot d = 0.24\ m^2$ **siendo**

$X = 0.8\ m$ **longitud de la zapata en X o Y**

$d = 0.3\ m$ **espesor de la zapata**

$As := Pacerom \cdot Abruta = 432\ mm^2$

Selección de acero

$Nbarras := 5$

$AAcero := Nbarras \cdot Ab_3 = 633.384\ mm^2$ **Esto supera el área mínima requerida de 432 mm², por lo que el refuerzo es adecuado.**

LONGITUD DEL GANCHO DE LA ZAPATA

TABLA C.7.2 — DIÁMETROS MÍNIMOS DE DOBLADO

Diámetro de las barras	Diámetro mínimo de doblado
No. 3 (3/8") a 10M (10 mm) a No. 8 (1") a 25M (25 mm)	$6d_b$
No. 9 (1-1/8") a 30M (30 mm), No. 10 (1-1/4") a 32M (32 mm) y No. 11 (1-3/8") a 36M (36 mm)	$8d_b$
No. 14 (1-3/4") a 45M (45 mm) y No. 18 (2-1/4") a 55M (55 mm)	$10d_b$

Como el refuerzo esta entre las numero 3-8

$Dg := 6\ (dbz) = 7.62\ cm$

3. VIGA PARA SOBRE CIMIENTO

NOTA

Para el diseño de la viga para el sobre cimiento se trabajara con cuantía mínima sugerida por la norma NSR-10 el cual es 0.0025 además de trabajar con las dimensiones de la viga de 0.3 m X 0.3 m para razones de estabilidad del muro debido a que va a tener una zona de descanso de cargas adecuada.

Altura del muro de mampostería $Hm := 0.6\ m$

Dimensiones de la viga $B := 0.30\ m$ $A := 0.30\ m$

Área de la barra n4 $Ab := 129\ mm^2$

Recubrimiento necesario $rv' := 0.05\ m$

Separación máxima entre columnas $L := 3.5\ m$

cuantía mínima basada en la norma NSR-10 $\rho := 0.0025$

Espesor del muro de mampostería $\varepsilon := 0.12\ m$

Densidad del muro de mampostería $ym := 19\ \frac{kN}{m^3}$

1. DETERMINACION DE LAS CARGAS ACTUANTES

CARGA MUERTA(peso propio del muro de mampostería)

$$Pp := (\varepsilon) \cdot (Hm) \cdot (ym) = 1.368\ \frac{kN}{m}$$

CARGA VIVA

De acuerdo con la NSR-10, se puede considerar una carga viva mínima de 1 kN/m² si fuera necesario, aunque en este caso solo se va a considerar la carga del muro de mampostería.

2. DETERMINACION DE LAS DIMENSIONES DE LA VIGA

$dv := B - rv' = 0.25\ m$

3. CANTIDAD DE ACERO NECESARIA

$Asv := B \cdot dv \cdot \rho = 187.5\ mm^2$

4. CANTIDAD DE ACERO A UTILIZAR

TABLA C.3.5.3-2
DIMENSIONES NOMINALES DE LAS BARRAS DE REFUERZO
(Diámetros basados en octavos de pulgada)

Designación de la barra (número de nota)	Diámetro de referencia en pulgadas	DIMENSIONES NOMINALES			Masa kg/m
		Diámetro mm	Área mm²	Perímetro cm	
No. 2	1/4"	6.4	32	20.0	0.250
No. 3	3/8"	9.5	71	30.0	0.560
No. 4	1/2"	12.7	129	40.0	0.994
No. 5	5/8"	15.9	199	50.0	1.552
No. 6	3/4"	19.1	284	60.0	2.235
No. 7	7/8"	22.2	387	70.0	3.042
No. 8	1"	25.4	510	80.0	3.973
No. 9	1.1/8"	28.7	645	90.0	5.060
No. 10	1.1/4"	32.3	819	101.3	6.404
No. 11	1.3/8"	35.8	1006	112.5	7.907
No. 14	1.3/8"	43.0	1452	135.1	11.380
No. 18	2.1/4"	57.3	2581	180.1	20.240

Nota: El No. de la barra indica el número de octavos de pulgada del diámetro de referencia

$Ass := 4 \cdot Ab = 516\ mm^2$

Este valor supera ampliamente el mínimo requerido, por lo que cumple con la normativa

5. REFUERZO TRANSVERSAL DE LOS ESTRIBOS

El refuerzo transversal garantizará el confinamiento del concreto. Para este diseño, se propone el uso de estribos #3 (cada uno con un área de 71 mm²) espaciados cada 0.20 m

TABLA C.3.5.3-2
DIMENSIONES NOMINALES DE LAS BARRAS DE REFUERZO
(Diámetros basados en octavos de pulgada)

Designación de la barra (número de nota)	Diámetro de referencia en pulgadas	DIMENSIONES NOMINALES			Masa kg/m
		Diámetro mm	Área mm²	Perímetro cm	
No. 2	1/4"	6.4	32	20.0	0.250
No. 3	3/8"	9.5	71	30.0	0.560
No. 4	1/2"	12.7	129	40.0	0.994
No. 5	5/8"	15.9	199	50.0	1.552
No. 6	3/4"	19.1	284	60.0	2.235
No. 7	7/8"	22.2	387	70.0	3.042
No. 8	1"	25.4	510	80.0	3.973
No. 9	1.1/8"	28.7	645	90.0	5.060
No. 10	1.1/4"	32.3	819	101.3	6.404
No. 11	1.3/8"	35.8	1006	112.5	7.907
No. 14	1.3/8"	43.0	1452	135.1	11.380
No. 18	2.1/4"	57.3	2581	180.1	20.240

Nota: El No. de la barra indica el número de octavos de pulgada del diámetro de referencia

$AB3 := 71\ mm^2$

$Aestribo := 2 \cdot AB3 = 142\ mm^2$ **cada 20cm recomendado por el diseñador**

6. COPROBACION DE RESISTENCIA

6.1 Momento flector máximo

$$Mmax := \frac{(Pp \cdot L^2)}{8} = 2.095\ kN \cdot m$$

6.2 Resistencia a flexión

$$Mresistente := \phi \cdot Ass \cdot fy \cdot \left(d - \frac{a}{2}\right)$$

sabiendo que

$\phi := 0.9$

$fy := 420\ MPa$

$Ass = 516\ mm^2$

$dv = 0.25\ m$

$$a := \frac{(Ass \cdot fy)}{0.85\ f'c \cdot B} = 0.03\ m$$

$$Mresistente := \phi \cdot Ass \cdot fy \cdot \left(d - \frac{a}{2}\right) = 55.554\ kN \cdot m$$

Este momento resistente es muy superior al momento flector máximo de 0.928 kN.m, por lo que el diseño es adecuado.

6.3 CHEQUO POR CORTE

$$Vc := 0.17 \cdot \sqrt[2]{f'c} \cdot B \cdot dv$$

$$Vc := 0.17 \cdot \sqrt[2]{21} \cdot 300 \cdot 250 = 5.843 \cdot 10^4\ N$$

$Vc := 58.43\ kN$

Cortante actuante

$$Vuv := \frac{(Pp \cdot L)}{2} = 2.394\ kN$$

Dado que el Vu es mucho mayor que el Vc el diseño cumple por corte

PROYECTO AGPE- MICROACUEDUCTO EL SITIO, EL ROBLE 29.4KWP.

DIRECCION: MICROACUEDUCTO RURAL DE EL SITIO, EL ROBLE, SUCRE, COLOMBIA.

DESCRIPCIÓN BREVE: Sistema de conexión solar, ubicado en piso del Microacuducto rural de El Sitio, conformado por 42 paneles solares de 700W y 1 inversor de 25KW.

Introducción

El presente documento da respuesta al Libro 3, título 3, artículo 3.3.1. del Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas - RETIE, Resolución 40117 de 02 de abril de 2024, donde se detalla los procesos de ingeniería que intervienen en el desarrollo y construcción de un proyecto en fase de diseño, con el fin de sintetizar y estructurar toda la información previamente obtenida en campo.

Objeto

Dar a conocer los criterios de diseño determinados en los procesos de ingeniería que determinan los lineamientos bases, para la construcción y ejecución del proyecto.

Tabla de Contenido

a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos 6

b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. 10

c. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos. 13

d. Coordinación de aislamiento eléctrico. 15

e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra. 15

f. Análisis del nivel tensión requerido 16

g. Cálculo de campos electromagnéticos. 17

h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga. 17

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra. 17

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. 20

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente. 20

l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación. 21

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A. 30

n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.) 31

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. 32

p. Cálculos de regulación de tensión. 32

q. Áreas clasificadas como peligrosas 35

r. Diagramas unifilares. 35

s. Planos eléctricos para construcción. 35

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares 35

u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas 36

v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. 36

w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas 36

x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.....36

.....44

INTRODUCCION.

En la búsqueda constante de soluciones sostenibles y eficientes para satisfacer las necesidades energéticas, la adopción de sistemas de autogeneración fotovoltaica se ha convertido en una estrategia clave para las entidades públicas. La energía solar, una fuente renovable y limpia, no solo ofrece beneficios medioambientales, sino que también presenta oportunidades económicas significativas. Implementar un sistema de autogeneración fotovoltaica permite a las entidades públicas reducir su dependencia de fuentes de energía convencionales, disminuir los costos operativos y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

El uso de paneles solares para generar electricidad ofrece ventajas múltiples, desde la reducción de la huella de carbono hasta la optimización de los recursos energéticos. La inversión en tecnología fotovoltaica no solo promueve la sostenibilidad, sino que también proporciona una mayor independencia energética y seguridad de suministro. Además, la adopción de estos sistemas puede servir como un modelo a seguir para la comunidad, demostrando el compromiso de la entidad con prácticas responsables y visionarias en la gestión de recursos.

A continuación, exploraremos los detalles técnicos para la implementación de un sistema de autogeneración fotovoltaica en el microacueducto de El Sitio en el municipio de El Roble del departamento de Sucre que puede ofrecer a la entidad pública un impacto positivo tanto a nivel ambiental como económico y social.

RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

1. Tipo de Cliente:

Mercado: Nivel 2 – Categoría: Oficial - Mercado regulado.

2. Potencia Máxima Proyectada:

El sistema solar fotovoltaico, se encuentra conformado por módulos solares ZXM8-TPLDD132 SERIES, específicamente el módulo de 700W donde la potencia asociada a cada tecnología se describe a continuación: 42 x 700W = 29,4kWp.

Es importante aclarar, que el conjunto de inversores que conforman el sistema de generación está compuesto por 1 unidad referencia, MID 25KTL3-XL2; para una potencia total 25kW AC con una tensión de trabajo de 220V.

3. Transformador:

El sistema bajo la modalidad de entrega de excedentes a la red, instalado en el Microacueducto El Sitio – El Roble, Sucre, Colombia, Requiere de un trasformador, el cual es proyectado, para la puesta en marcha del SSFVCR de 29,4kWp, ahora bien, tanto el transformador como el inversor proyectado en su voltaje de salida es a 127V/220V el cual es el nivel de tensión del suministro de energía de la entidad. Además, el transformador será particular (propiedad de la entidad), y su capacidad será de 30KVA a 127V/220V 3F.

4. Líneas y redes de B.T:

A pesar de que el suministro de energía por parte del OR al cliente, se realiza a un nivel de tensión 1, el proyecto solar fotovoltaico tiene proyectado 1 solo punto de conexión con la red eléctrica existente, ubicado en el tablero de baja tensión a 220V. Es importante mencionar, para la entrada en operación de los equipos, se requiere una alimentación (3L + PE).

5. Equipo de Medida:

Teniendo en cuenta que el proyecto a implementar es con entrega de excedentes, basados en la CREG 174 de 2021, se requiere cambio de medidor. Así mismo, teniendo en cuenta el articulo 12 - 14 de la CREG 174 no se debe realizar un estudio de conexión simplificado puesto que la capacidad total del sistema de generación es menor o igual a 100kW.

MEMORIAS DE CÁLCULO DEL PROYECTO

a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Haciendo referencia al título 5 del RETIE 2024, artículo 1.5.1.3. Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes. El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables. Teniendo en cuenta esta información, y en base al artículo 1.5.1.4.1 se elabora una matriz de análisis por riesgos con sus respectivas medidas para mitigarlos.

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION O QUEMADURAS	por	CONTACTO DIRECTO	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/240V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL		X	REAL			FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	[illegible]	El esto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (al esto rendimiento laboral)	Daños leves, NO interrupción	[illegible]	[illegible]	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesus Pavares Arrieta			MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación de la alimentación del tablero de protección del inversor de conexión a la red domiciliaria se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de a seguridad.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día). Daños importantes, interrupcion breve. Sin efecto.

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	***Mini mizarlo.*** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo. aislar con barreras o distancia, usar EPP.	El jefe o supervisor del área involucrada. aprueba el Analisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN::Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	ARCO ELECTRICO	(al) o (el)	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA - RED 220V/240V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Uno o mas muertos	Daños graves en infraestructura. Interrupcion regional.	Contaminacion irrecuperable	Internacional	6	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestacion	Contaminacion mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1dia)	Daños severos. Interrupcion temporal	Contaminacion localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupcion breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (al ocupacional laboral)	Daños leves. No interrupcion	Sin efecto		1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Se producen por falta de mantenimiento, conexiones flojas en bornes.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 dia) a personal operativo, Daños severos. Interrupción temporal servicio y Contaminación localizada.

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

CONSECUENCIA: 3
FRECUENCIA : D
NIVEL DE RIESGO EVALUADO: MEDIO

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	***Aceptarlo.*** Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad. Realizar buenas conexiones, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra	El ingeniero residente diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS)

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar elementos de seguridad a la hora de instalar y poner a prueba las conexiones, como guantes, casco, y gafas de protección. Respetar las reglas de oro.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURA	por	CONTACTO INDIRECTO	(al) o (el)	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA - RED 220V/240V...
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Uno o mas muertos	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminacion irrecuperable	Internacional	6	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestacion	Contaminacion mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1dia)	Daños severos. Interrupcion temporal	Contaminacion localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupcion breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia Funcional (al ocupacional laboral)	Daños leves. No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad). Daños importantes. interrupción breve.Efecto menor

FRECUENCIA: No Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	***Aceptarlo.*** Aplicar los elementos de control (monitoreo, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP)	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar elementos de protección, guantes, gafas, separación de circuitos, uso de muy baja tension, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	SOBRECARGA	(el) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/146V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL			X	REAL			FRECUENCIA				
							E	D	C	B	A
	En personas	Económicos	Ambientales	En la imagen de la empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Uno o más muertes	Daño grave en infraestructura. interrupción regional	Contaminación irrecuperable	Internacional	5		MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4		MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3		BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. interrupción breve	Efecto menor	Local	2		BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia Funcional del esta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto		1		MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:		AT 205-172063	Fecha:		8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad),Daños importantes. Interrupción breve

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (mantener, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores si se requiere.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	CORTOCIRCUITO	(el) o (en)	INVERSOR
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL			X	REAL			FRECUENCIA				
							E	D	C	B	A
	En personas	Económicos	Ambientales	En la imagen de la empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Uno o más muertes	Daño grave en infraestructura interrupción regional	Contaminación irrecuperable	Internacional	5		MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4		MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3		BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. interrupción breve	Efecto menor	Local	2		BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia Funcional del esta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto		1		MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:		AT 205-172063	Fecha:		8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, humedades, equipos defectuosos.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día), Daños severos. Interrupción temporal, Contaminación localizada

FRECUENCIA: No ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (mantener, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de maxima corriente o cortacircuitos fusibles.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por:	SOBRECARGA	(al) o (en)	INVERSOR
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	Ante imagen de la empresa					
					No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irrepetable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (+1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta				MP:	AT 205-172063		Fecha	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad), Daños importantes. Interrupción breve

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptarlo.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, sumunistrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con contactores, contactores, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por:	EQUIPO DEFECTUOSO	(al) o (en)	INVERSOR
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	Ante imagen de la empresa					
					No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irrepetable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (+1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)				1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta				MP:	AT 205-172063		Fecha	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Defectos de Fabrica, Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad) Daños Leves, Interrupción breve y efecto menor

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptarlo.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, sumunistrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

Tabla 1. Matriz de análisis de riesgo eléctrico.

b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.

Para realizar el análisis de riesgo por descargas atmosféricas y las medidas de protección a utilizar se debe tener en cuenta la NTC 4552, la cual tiene en cuenta las protecciones contra rayos.

Ahora bien, de acuerdo con el artículo 5.2 de la NTC 4552, se realiza aplica la metodología para evaluar el nivel de riesgo y se establecen las medidas de protección.

El resultado de esta evaluación se obtiene de la ponderación de indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que implica un impacto directo o indirecto sobre éste a la estructura.

A continuación, se evalúa el nivel de riesgo:

Tabla 1. Indicador de parámetros del rayo

Densidad de descargas a tierra [**Descargas/km^2 - año**]	**Corriente pico absoluta promedio [kA]**		
	40 ≤ I_{abs}	**20 ≤ I_{abs} < 40**	**I_{abs} < 20**
30 ≤ DDT			
15 ≤ DDT < 30			
5 ≤ DDT < 15			
DDT < 5			

	Severos		Altos
	Medios		Bajos

DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA DE LAS PRINCIPALES CIUDADES Y POBLACIONES DE COLOMBIA

Ciudad		Rango de DDT (rayos / km^2 x año) para áreas de 3 km x 3 km
Arauca	Puerto Inirida	1-2
Barranquilla	Riohacha	
Bogota	San Andres	
Bucaramanga	San José del Guaviare	
Cali	Tumaco	
Cartagena	Tunja	
Cucuta	Valledupar	
Florencia	Villavicencio	
Ipiales	Armenia	
Leticia	Ibague	
Mitu	Manizales	
Mocoa	Medellin	
Neiva	Monteria	
Pasto	Ocaña	
Popayan	Santa Marta	
Puerto Carreño	Sincelejo	
	Yopal	
Corozal	Maganque	3-5
Pereira	Turbo	
Giraroot		
Barrancabermeja		6-9
Quibdo		10-14
Samana		
El Banco		
Bagre		
Remedios		
La Palma		15-25
Nechi		8-14
Zona rural de Quibdo		8-12
Zona rural de la Palma		10-16
Zona Rural de Samana		20-40
Serrania de San Lucas y Estribaciones		8-16
Magdalena Medio		

Para este caso, se tiene en cuenta el rango de DDT de Corozal, lugar más cercano al proyecto fotovoltaico. Su rango es de 3-5 DDT (rayos/km2 por año) con una corriente pico absoluta promedio de 20kA. Lo que representa un riesgo bajo según la Tabla 1 del indicador de parámetros del rayo.

Ahora bien, hace falta el indicador de gravedad para determinar si es necesario tomar precauciones para las descargas atmosféricas. El cual se basa en la siguiente tabla.

Tabla 2. Indicador de Gravedad

Resultado de la suma de subindicadores de estructura	Indicador de Gravedad
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Media
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Para tener la suma de los subindicadores se tienen en cuenta las siguientes tablas:

Tabla 3. Subindicador relacionado con el uso de la estructura

Clasificación de estructuras	Ejemplos de estructura	Indicador
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales, prisiones	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, areas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos	20
D	Estructuras no habitadas	0

Tabla 4. Subindicador relacionado con el tipo de estructura

Tipo de estructura	Indicador
No metálica	40
Mixta	20
Metálica	0

Tabla 5. Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura

Altura y área de la estructura	Indicador
Área menor a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	5
Altura mayor o igual a 25 m	20
Area mayor o igual a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	10
Altura mayor o igual a 25 m	20

Para finalizar, se ponderan los indicadores obtenidos en una matriz de riesgos teniendo en cuenta la tabla 2.

Tabla 6. Matriz de niveles de riesgo

GRAVEDAD / PARÁMETROS	Severa	Alta	Media	Baja	Leve
Severo					
Alto					
Medio					
Bajo					

Nivel de Riesgo de la estructura

	ALTO
	MEDIO
	BAJO

Para el primer subindicador la clasificación de la estructura es de tipo D, ya que se trata de un acueducto siendo su indicador de 0. En el caso del segundo subindicador, se tiene en cuenta que la estructura de los paneles es metálica, por tanto, su indicador sería de 0, y por último el tercer subindicador estaría dentro del rango de menor a 900 m2, y con altura menor a 25 metros, obteniendo así un indicador de 5. El ponderado de estos indicadores sería de 5. Lo que lleva a la conclusión de que el indicador de gravedad es Leve según la tabla 2.

De acuerdo con esto, se toman las acciones recomendadas según la norma, la cual indica:

Tabla 7. Acciones recomendadas según el nivel de riesgo

Nivel de riesgo	Acciones recomendadas
NIVEL DE RIESGO BAJO	SPI para acometidas aéreas
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
NIVEL DE RIESGO MEDIO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
NIVEL DE RIESGO ALTO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
	Plan de prevención y contingencia

Para el caso de un nivel de riesgo Leve, se realiza el cableado y puesta a tierra de acuerdo con la NTC 2050. No se realiza SPI ya que no hay cometidas aéreas.

De la misma manera, se atiende a las características para la selección de los DPS en DC y AC de las tablas E.3 y la tabla E.4 de la NTC 4552-1, para garantizar la vida útil del conjunto de inversores de Conexión a la red se implementan DPS AC a 220V y DPS en DC a 1000V DC para proteger el inversor y a su vez, equipotencializar todos los demás elementos con el sistema de PAT existente. En caso de no cumplir con las exigencias del RETIE se realizarán las adecuaciones requeridas para que este cumpla a cabalidad.

c. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

Cuadro Cargas AC.

CUADRO DE CARGAS AC								
MICROACUEDUCTO EL SITIO – EL ROBLE								
UBICACIÓN – ZONA: INTERIOR DE LA CASETA TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER				N° DE CIRCUITOS: 1, N° DE FASES: 3, N° DE HILOS: 4, VOLTAJE: 220V/240V				
Descripción	Inversor	Protección (A)	Conductor (AWG)	Potencia (W)	Circuito	L1	L2	L3
Inversor 25 kW	1	3X80	3×4 AWG + N°4 AWG + T°6 AWG	25000	1	X	X	X
Carga total local (W)				25000				

Fases Cu + Neutro – THHN-2 Inversor a tablero de distribución: 3×4 AWG + N°4 AWG Cu THHN-	**Alimentador Fases Cu + Neutro a tablero principal:** 3×2 AWG + N°2 AWG Cu THHN-2	**Conductor a tierra inversor a tablero de distribución:** 1×6 AWG Cu THHN-2
Protección General(A) por inversor: 3×80 A	**Protección Principal Totalizador (A):** 3×100 A	Tubería: Ø 2" PVC SCH40, EMT o IMC según requiera

Tabla 2. Cuadro cargas AC.

Cuadro Cargas DC.

CUADRO DE CARGAS DC								
MICROACUEDUCTO EL SITIO – EL ROBLE								
UBICACIÓN – ZONA: INTERIOR DE LA CASETA TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER					N° DE CIRCUITOS: 3, N° DE FASES: 2, N° DE HILOS: 3			
Descripción	Cadena	Protección Fusible(A)	Conductor AWG XLPE	Potencia String (W)	Circuito	Inversor N°1		
Serie de 14 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	9800	1	X		
Serie de 7 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	4900	2	X		
Serie de 7 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	4900	3	X		
Carga total local (W)				29400				
Cable lado positivo: Cu XLPE 4N°$6mm^2$ AWG		Cable lado negativo: Cu XLPE 4N°$6mm^2$ AWG			Conductor a tierra: Cu THHN/THWN-2 1N°8 AWG			
Protección general por cadena: 25A Fusible		Protección contra sobretensiones: DPS Tipo II 2P 1000Vdc			Tubería por cadena de paneles: Ø 3/4'' PVC, EMT o IMC según requiera			

Tabla 3. Cuadro cargas DC.

d. Coordinación de aislamiento eléctrico.

De acuerdo con el Anexo E de la NTC4552-1, la definición de Aislamiento: "Es la separación de dos o más superficies conductoras por medio de un dieléctrico (incluyendo el aire), ofreciendo una alta resistencia al paso de la corriente." Para el cumplimiento de esta condición, se coordina el aislamiento, teniendo en cuenta la tensión y corriente calculada de cada cadena de los arreglos de los módulos solares, junto con sus conectores, cables y demás elementos; los cuales cuentan con su rotulación y certificación para su uso dentro de los niveles de tensión, de la misma manera se aplica la misma metodología de cálculo de corriente y tensión para el cableado a utilizar en las acometidas de AC. Cabe resaltar que el uso de baterías se tiene en cuenta para alimentar primeramente cargas criticas antes que otras cargas.

e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.

Con la corriente de corto circuito de cada cadena que conforman el arreglo de los módulos solares fotovoltaicos, se implementan fusibles de 25A - 1000VDC, para cada uno de los arreglos; los cuales cuentan con su respectiva rotulación y certificado de producto. Adicionalmente, para despejar una posible falla a tierra se instala un conductor de puesta a tierra en configuración TT en DC y TNS en el lado de AC, donde el conductor seleccionado 1N°8 Cu AWG THHN-2 para lado DC y 1N°6 Cu AWG THHN-2 para lado AC.

Protecciones de sobre tensiones

DPS: Según se observa en las especificaciones del inversor las protecciones contra sobretensiones son de tipo II, por lo tanto, se selecciona un DPS tipo II contra sobretensiones transitorias inducidas.

Características del DPS Tipo II:

1. Protección contra sobretensiones inducidas: Este tipo de DPS está diseñado específicamente para limitar las sobretensiones que provienen de descargas atmosféricas indirectas o de conmutación en la red, lo cual es ideal para proteger instalaciones de corriente continua (DC) en sistemas fotovoltaicos.
2. Capacidad de corriente de impulso: El DPS Tipo 2 tiene una capacidad de descarga suficiente para manejar las sobretensiones inducidas sin sobrecargar o dañar el sistema.
3. Instalación en el lado DC y AC: En sistemas fotovoltaicos, se instala un DPS en el lado DC (entre los paneles y el inversor) y en el lado AC (entre el inversor y la red) para garantizar una protección completa.

A continuación, se calcula los voltajes límites para las protecciones DPS:

$V_{oc}DPS = V_{oc\ DEL\ PANEL} * \#Paneles\ en\ Serie$

$V_{oc}DPS = 48.3V * 14 = 676.2V$

Se escoge un DPS de 1000V ya que se espera no superar el valor anteriormente calculado en cada MPPT del sistema. Con esto, se garantiza que se puedan hacer ampliaciones a la máxima capacidad del inversor, y al mismo tiempo, se protegen los MPPT de cada inversor para que no sufran daños por sobretensiones en el sistema.

Se instala 1 DPS tipo II de 2P 1000V por cada cadena del sistema. Siendo un total de 3 DPS Tipo II de 2P 1000Vdc 40kA.

f. Análisis del nivel tensión requerido.

De acuerdo con RETIE, en el Libro 3, titulo 9 "Clasificación de los niveles de tensión", se aplica el siguiente literal:

- d. Baja Tensión (BT): Los de tensión nominal menor o igual a 1.000 V y mayores o iguales de 25 V c.a. o 60 V c.c. Teniendo en cuenta el nivel de tensión del punto de conexión a la red y la salida

del conjunto de inversores, la tensión de operación del sistema es una tensión normalizada 220/240 VAC. Y para el conjunto de paneles, el cual ninguna cadena supera los 1000V.

g. Cálculo de campos electromagnéticos.

No aplica para sistemas cogeneración de energía eléctrica fotovoltaica, debido a que la corriente total a la salida del conjunto de inversores y entregada a las cargas (circuito alimentador), no superan los 1.000A, lo cual sugiere que no se pasarán los umbrales establecidos en el artículo 3.11.1 del RETIE 2024.

h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

Para el cálculo del transformador se tiene en cuanta el cuadro de cargas que se muestra a continuación:

Nombre de Carga	Cantidad	Carga Unitaria (W)	Carga Instalada (W)	Factor de Demanda	Carga diversificada (W)	Factor de potencia	Carga diversificada (VA)
Bomba sumergible principal 15 HP	1	11200	11200	0.9	10080	0.9	11200
Bomba auxiliar 10 HP	1	7500	7500	0.8	6000	0.9	6667
Sistema de cloración	1	700	700	1.0	700	0.95	737
Tablero de control	1	500	500	1.0	500	0.95	526
Iluminación caseta	8	50	400	0.9	360	0.95	379
Tomacorrientes mantenimiento	6	200	1200	0.6	720	0.95	758
Sistema de telemetría	1	300	300	1.0	300	0.95	316
Bomba tanque elevado 5 HP	1	3700	3700	0.7	2590	0.9	2878

Carga total del sistema:
≈ 23.5 kVA

Teniendo en cuenta en valor de la carga total y la disponibilidad de los valores comerciales se escoge un transformador de 30 KVA.

Cálculo de armónicos.
Para este sistema con luminarias de baja potencia, tomas para cargas esenciales y motores con arranque directo el aporte de armónicos no es significativo, sin embargo, se presentan los estudios para tener en cuenta los valores en caso de aumento de corriente tenerlos en cuenta para el dimensionamiento de los conductores.

Capacidad del transformador.
La potencia aparente (S) con un factor de potencia 0.9 es:

$$S_{Carga} = \frac{P}{FP}$$

$$S_{Carga} = \frac{23500}{0.9} = 26.111\,VA$$

Se realiza la comparación con el transformador:

$$Uso\ del\ transformador = \frac{26.111}{30000} * 100 = 87.03\%$$

El transformador se encuentra dentro de los limites aceptables para su uso:

Distorsión armónica total (TDD)

Para este caso se tiene en cuenta la distorsión de armónicos generada por los equipos inversores, ya que este proyecto corresponde a una instalación de uso final de la planta fotovoltaica. Y, por tanto, las cargas existentes no son representativas en cuanto a generación de energía se refiere, esto, debido a que son las cargas ya instaladas quienes consumirán la energía que proveen los paneles solares y esta no depende del consumo de las cargas sino de factores como la irradiación solar, suciedad, entre otras.

Según la Norma IEEE519-92, se establecen los límites de armónicos que se pueden aportar a un sistema de potencia. Ahora bien, para la carga instalada en cuanto a equipos de inversores solares, según la ficha del fabricante se tiene:

Datos de Salida CA					
Potencia nominal de CA	15000W	17000W	20000W	22G00W	25000W
Potencia máxima aparente de CA	16600VA	18800VA	22200VA	22200VA	27700VA
Voltaje nominal de CA/rango	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V
Frecuencia/rango de la red de CA	50/60 Hz 45-55Hz/55-65 Hz				
Corriente nominal de salida de CA	39.4A(127V) 37.6A(133V)	44.6A(127V) 42.6A(127V)	52.5A(127V) 50.1A(133V)	57.7A(127V) 55.1A(133V)	65.6A(127V) 62.7A(133V)
Corriente de salida máxima	43.7A(127V)	49.6A(127V)	58.3A(127V)	64.2A(127V)	72.9A(127V)
Factor de potencia ajustable	0.8Adelanto, 0.8Retraso				
THDi	<3%				
Tipo de conexión a la red	3W+N+PE/3W+PE				

Datos inversor 25kW

Evaluando estos datos con un porcentaje inferior o igual a 5% según la tabla 1. IEEE519-92.

Table 1. *IEEE Std 519-1992 Harmonic Voltage Limits*

Voltage Distortion Limits

Bus Voltage at PCC	Individual Voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
Below 69 kV	3.0	5.0
69 kV to 161 kV	1.5	2.5
161 kV and above	1.0	1.5
NOTE: High-voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause is an HVDC terminal that will attenuate by the time it is tapped for a user.		

Table 2. *IEEE Std 519-1992 Harmonic Current Limits*

Current Distortion Limits for General Distribution Systems (120 V Through 69000 V)

Maximum Harmonic Current Distortion in Percent of I_L						
	Individual Harmonic Order (Odd Harmonics)					
I_{SC}/I_L	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
Even harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.						
Current distortions that result in a dc offset, e.g. half-wave converters, are not allowed.						
* All power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{SC}/I_L.						
Where I_{SC} = maximum short-circuit current at PCC. I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component) at PCC. TDD = Total demand distortion (RSS), harmonic current distortion in % of maximum demand load current (15 or 30 min demand). PCC = Point of common coupling.						

Al disponer de 1 inversor solar con potencia de 25kW. Se tendria un total aproximado de <3%. Para el caso de los equipos a utilizar estaria conectado directamente al tablero principal existente, asumiendo que individualmente tienen una distorsión armónica inferior al 3%, y al ser cargas continuas, se dimensionan los calibres de tal manera que puedan soportar estas cargas. Se hace la aclaración que, al ser un sistema conectado a la red, el sistema esta acoplado directamente a la frecuencia de línea del OR y las cargas existentes no están alimentadas directamente por el equipo inversor.

Cálculo de conductores acometida principal.

REFERENCIA	POTENCIA [kW]	Tensión Salida [V]	Conexion	Factor de potencia	Corriente Nominal [A]	Calibre Conductor CU	Conductores por fase	Ampacidad	Ampacidad corregida (I'z)	Canalización	Conductores por canalización	Factor de Agrupación
entrada al tranformador	30,00	220	trifasico	0,95	82,873	2 AWG	1	115	92	Conduit PVC	4	0,8

Factor de Temperatura	Corriente Nom. * 1,25	Factor de carga (Fc)	Protección Recomendada	Temperatura del cable	Resistividad ajustada	Resistencia [Ohm/km]	Factor de potencia	Longitud máxima [m]	Caida de tensión [V]	Caida de tensión [%]	Perdidas [W]	Perdidas [%]	Perdidas [kWh/año]
1,00	103,59	0,90	100	23,220	1,77E-08	0,525	1	19,0	1,44	0,65%	206,51	0,69%	904,50

El porcentaje de regulación para acometidas principales debe ser menos al 3% por lo cual el dimensionamiento se encuentra dentro de los limites aceptados.

Cálculo de ductos acometida principal.

ACOMETIDA PRINCIPAL TRANSFORMADOR HASTA TABLERO PRINCIPAL			
Conductor	2 AWG	2 AWG	6 AWG
Cantidad	3	1	1
Área total	312,69 mm²	104,23 mm²	56,35 mm²
Área a ocupar en tuberia		473,27 mm²	
Diámetro de tubería		1 1/2"	
% ocupación		35,50%	

El tubo de 1 1/2" puede alojar los conductores de la acometida principal, pero con el factor máximo permitido 40% para los 3 conductores, cable de neutro y tierra se escoge el de 1 1/2".

Descripción de la instalación.

Circuito(s) Origen de MT: GALERAS 1
Instalación de MT:

Tensión nominal de diseño (kV)	13,2
Potencia máxima de transporte (MVA)	0,030
Conductor(es)	CABLE PARA RED ECOLOGICA ACSR 1/0
N° Circuitos	1
Origen	PUNTO DE CONEXIÓN EN POSTE EXISTENTE
Final	S.E TIPO POSTE
Longitud Red Aérea (km)	0,066
Longitud Red Subterránea (km)	0,000

Instalación de BT:

Tensión nominal de diseño (V)	220
Conductores	3
Configuración de la línea de B.T	3x N° 2 MCM CU THHN/THWN-2 x Fase+ 1 N° 2 MCM CU THHN/THWN-2 Neutro
Número de clientes/Tipo	1

Longitud Red Aérea (km)	0,000
Longitud Red Subterránea (km)	0,020

Instalación CT:

DESCRIPCION	UNIDADES	VALOR
Potencia	**kVA**	30
Aislante		
Tensiones	**Vp**	13200
	Vs	220/127
Tipo de transformador	**TIPO POSTE**	
Grupo de conexión	**DYN 5**	
Temperatura de aceite	°C	70
Temperatura de devanados	°C	90
Bil	kV	95
Uz	**%**	3

Consolidado de cantidad de clientes por transformador y tipo de medida

Capacidad (KVA)	Cantidad de Transformadores	Cantidad de suministros por Transformador
30	1	1

TIPO DE MEDIDA PROYECTO		
Convencional	Centralizada	Prepago
x		

MEDICIÓN INDIRECTA				
TIPO	CANTIDAD	UBICACIÓN: INTERIOR/EXTERIOR	VOLTAJE	USO DEL SERVICIO INDICADO
MONOFASICO				
BIFÁSICO				
TRIFÁSICO (5 HILOS)	1	EXTERIOR	120	OFICIAL
TOTAL	1			

Cálculos Eléctricos: Cortocircuito, Protecciones y PT para S.E en Poste.

Análisis de cortocircuito y falla a tierra.
Mediante la realización del estudio de cortocircuito, se determinan las corrientes que circulan por cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico cuando se presenta un evento y/o falla. Las fallas en la red eléctrica se evalúan en diferentes puntos, para diferentes niveles de tensión y para diferentes tipos de falla: trifásica, monofásica, bifásica y bifásica a tierra.
Para este caso se tiene una corriente de corto circuito aproximada de 0,885KA, esta corriente de corto circuito, la cual se tendrá en cuenta para el estudio de las protecciones del sistema.

Análisis cortocircuito.
Para las sobre corrientes por el lado de media tensión, está establecido por norma los cortacircuitos de distribución con protección de 15KV y 27.5KA de corriente de cortocircuito con fusibles calculados para cada transformador.
Condiciones eléctricas.
•Tensión nominal de la red 220/127V.
•Tensión máxima de servicio 10% de la nominal.
•Sistema trifásico 5 hilos.
•Corriente nominal del fusible es 3A.

Condiciones ambientales
•Temperatura máxima 45°C.
•Temperatura mínima -5°C.
•Humedad relativa ambiente máxima 100%.

Lugar de instalación.
Los fusibles serán instalados en las bases portafusiles de porcelana o resina en seccionadores porta fusibles instalados en la línea aérea de M.T.
Vinculación con otros elementos.
Los fusibles tendrán contactos para ser fijado a las bases portafusibles.

Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes.
En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

Protección contra sobretensiones.
-Pararrayos de auto válvulas en la acometida de M.T.
El CT se protegerá contra sobretensiones de origen atmosférico mediante la instalación de tres (3) descargadores de sobretensión de óxidos metálicos con envolvente polimérica y soporte aislante de 15 KV -12KA. (DPS) Montados en la cuba del transformador.

Selección de DPS:
Tensión de servicio: 13,2 KV
Factor de Fusión: 1,1 V nominal

DPS = 1,1 x 0,8 x 13,2KV = 11,6 KV

Se selecciona dos (3) DPS con las siguientes características:
Tensión nominal de descarga: 12 KV.
Nivel Básico de Aislamiento: 110 KV.
Capacidad Nominal de Descarga: 15 KV.
Factor de puesta a tierra: 0,8
Factor de seguridad, mínimo de aislamiento: 1,4
Tensión Sostenida 60 Hz: 36KV.
Máxima Tensión de cebado: 68 KV

Los criterios de protección contra sobrecargas y cortocircuitos de la Arquitectura de Red para la MT, indica que la protección principal de las redes de media tensión está confiada un Fusible de la cabecera del Circuito de Distribución. Para el caso de las redes mixtas urbanas - rurales se instalan elementos de protección intermedio para segmentar el mercado, si así lo decide AFINIA S.A. La coordinación se efectúa con base a la operación de los fusibles instalados en los Centros de Transformación y los fusibles instalados en el Seccionamiento del Punto de Conexión (Protección Intermedia). De acuerdo con el Proyecto, para Transformadores convencionales se instalan Seccionadores Fusibles de Expulsión, el cual actúa ante sobrecargas, fallas en las bobinas o cortocircuitos de la red de baja tensión.
La selección del fusible se realizó de acuerdo con la Tabla No 7 del Numeral 6.2 (Selección de fusibles de MT) con fusibles tipo D (VS o SR), según la capacidad del transformador. Para el caso del transformador de 30 KVA a 13200 voltios se instala un fusible de 3 amperios, tipo D. Con lo anterior se garantiza la selectividad en la operación de las protecciones, de tal manera que opere el fusible más cercano al punto de falla.

Protección contra sobre corrientes transformador de 30kVA 3F.
- Seccionador de apertura monopolar con fusible tipo expulsión tipo D en la acometida de M.T.

Descripción	*Unidades*	*Valor*
Tensión de servicio	kV	13.2
Tensión nominal	kV	15
Corriente de servicio	A	2.89
Corriente nominal	A	3,28
Frecuencia	Hz	60
Aislante	Aire	
Icc min	A	
Icc max	KA	0,880
BIL	kV	95
Tipo de Servicio	Exterior	
Mecanismo de operación	Manual	

Para la selección de protecciones se debe calcular la corriente de corto circuito en la salida de baja del transformador, la intensidad en las bornas de baja tensión se calcula de la siguiente forma:

$$I_{cc} = \frac{In}{U_{CC}}$$

Donde:
$I_{cc} = Intensidad\ de\ Corto\ Circuito$ (A)
$I_n = Intensidad\ nominal$ (A)
$U_{cc} = Tensión\ de\ Corto\ Circuito$ (%)

Para un transformador de 30kVA 13200/220V se tiene que Ucc=3%.
Por lo tanto;
Icc= (30000/220*$\sqrt{3}$) / 0,03 =2.6KA
Por lo tanto, las protecciones se deben seleccionar con capacidad de cortocircuito mínima de 6kA.
Nota: En estas memorias se especifican el tipo de protecciones a utilizar, el constructor puede utilizar otras protecciones siempre y cuando se respete el valor de interrupción de corto circuito.

Cálculos Eléctricos: Aislamiento, y protección contra Rayos, Riesgo eléctrico para el Transformador.

Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

INTRODUCCION.

Las instalaciones eléctricas frecuentemente están sujetas a sobre tensiones que pueden modificar los parámetros o variables del sistema eléctrico, debe existir una coordinación razonable entre las sobretensiones existentes, los aislamientos auto regenerativos, los aislamientos de los equipos eléctricos y el nivel de respuesta de los descargadores. Es importante también conocer las pruebas finales de evaluación de los aislamientos de las maquinas, componentes y equipos de media tensión y uso final.

OBJETO.

Presentar el informe del análisis de coordinación de aislamiento, con el fin especificar los niveles de aislamiento que deben soportar los equipos de protección a instalar en Media tensión y baja tensión, verificando su adecuada coordinación entre los dispositivos del Proyecto.

NORMATIVIDAD APLICABLE.

Para la evaluación de los niveles de aislamiento y la coordinación de aislamiento de la subestación de media tensión del proyecto se siguen los lineamientos de las normas relacionadas:

[1] Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.
[2] Norma colombiana NTC 4552-1.
[3] IEC 60071-1 Términos, definiciones, principios y reglas.
[4] IEC 60071-2 Guía de aplicación.
[5] Libro, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Segunda edición, HMV Ingenieros 2003.
[6] Ficha técnica de descargadores en Media tensión Marca Siemens, Gamma.

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN COORDINACION DE AISLAMIENTO.

Para el sistema en media tensión, caso específico de las protecciones contra sobretensiones DPS, comúnmente llamados pararrayos, ubicados en el primario del centro de transformación, el BIL se calcula como sigue:

Cálculo de la tensión continua de operación COV.

$$COV = Um/\sqrt{3}$$

De donde:
U_m: Tensión máxima de operación del sistema.
U_{RMS}: Tensión nominal entre fases.

$$U_m = U_{RMS} * 1{,}1 = 13{,}2\,kV \times 1{,}1 = 14{,}52\,kV$$

Entonces el COV es:

$COV = 14.52\,kV/\sqrt{3} = 8.38\,KV.$

Se utiliza un DPS de referencia Siemens, el cual está conectado del lado primario del transformador, se selecciona un DPS con el valor superior del COV, el cual es de 8,4 kV, que es el más cercano y superior al calculado y comercialmente distribuido.

Cálculo y verificación de la sobretensión temporal TOV.

$$TOV = Ke \times COV$$

Para un sistema sólidamente aterrizado Ke = 1.4.
Se calcula el TOV de la siguiente forma:

TOV = 1.4 x 8.38KV = 11.73 kV

Del DPS anteriormente seleccionado se verifica que el TOV sea mayor al calculado, el cual es 11.88 kV, para un tiempo de duración de 1,0 s.

Característica del DPS a instalar.

De la tabla característica del DPS en media tensión marca Siemens Ref: 3EK7100-4AC4, se obtienen los valores de. NPR: Nivel de protección para impulso atmosférico, y NPM: Nivel de protección para impulso de maniobra.
Con un COV = 8,4 kV y TOV = 11.84kV el NPR = 43.3 kV para una tensión de impulso de tiempo de frente 8/20µs a 40kAmp.
El nivel básico de aislamiento según IEC 60071-1, la tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo debe ser mayor o igual a 40kV.
El BIL se calcula con un factor de seguridad Ke que relaciona el NPR y el BIL.
Para sistemas con tensión nominal inferior a 52 KV, se establece que Ke=1.4 entonces el BIL calculado es:

$$BIL = 1.4 \; x \; 43.3 \; kV = 60.62 \; kV$$

- ✓ Para la caja cortacircuito el BIL es de 110 kV.
- ✓ Para el transformador de potencia el Nivel Básico de Aislamiento calculado BIL, es menor al BIL normalizado para los transformadores de distribución tipo poste sumergidos en aceite (como el que instalará en el proyecto, que es de 75kV, el cual garantiza en su implementación una protección adecuada para el centro de transformación.

Tipo de Aislamiento para aisladores en Media Tensión según OPR

Tipo de aislador de suspensión (N/A)	(13,2) AISLADOR COMPUESTO TIPO SUSPENSION ANSI DS - 15.
Tipo de aislador rígido	(13,2 -13,8) AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE (ANSI 57-1)
Tensión de contorneo a frecuencia industrial en seco en aislador de suspensión (kV)	≥90
Tensión de contorneo a frecuencia industrial en seco en aislador rígido (kV)	≥70
Tensión crítica de contorneo a impulso (+) en aislador de suspensión (kV pico)	≥140

Tensión crítica de contorneo a impulso (+) en aislador rígido (kV pico)	≥120

Tabla x. - Tipo de aislamiento.

Para el presente proyecto solo se utilizan aisladores tipo Rígido o polimérico (Line Post).

Características de Aislamiento, protecciones en Baja tensión.
En baja tensión, el **BIL** se especifica para los equipos correspondientes al usuario y están normalizados en la norma NTC 4552-1 literal E.5 Información general relacionada con DPS, en la tabla E.3 "tensión al impulso que deben soportar los equipos".

Nivel de tensión de operación de los equipos V	BIL requerido en (kV)			
	Contadores	Tableros, interruptores, cables, etc.	Electrodomésticos, herramientas portátiles	Equipo electrónico
	Categoría IV	Categoría III	Categoría II	Categoría I
120 – 240 ; 120 / 208	4	2,5	1,5	0,8
254 / 440 ; 277 / 480	6	4	2,5	1,5

Tabla E.3. Tensión al impulso que deben soportar los equipos NTC 4152-1

En esta tabla E3 se especifica, por ejemplo, para:

- Tableros, interruptores y cables CAT IV BIL 4kV para contadores y CAT III: BIL=2.5 kV para sistemas de hasta 240V de operación.

Si se cambian los equipos seleccionados, deben cumplir las especificaciones indicadas.

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.

La instalación no posee Sistema de puesta a tierra, sin embargo, se implementa un SPT según la IEEE80 2000, se realiza un modelo rectangular con 4 nodos unidos por cable 1N° 2/0 AWG y los resultados fueron los siguientes:

DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

	Instructivo de uso del programa		
	Resistencia requerida según aplicación menor a (W)	20	Escuelas
ρ	Resistividad aparente del terreno (Ω.m)	20	
I_f	Corriente de falla a tierra simétrica (rms) (A)	1000	
t_c	Tiempo de despeje de la falla (ms)	50	
	Marque la casilla si existe una capa superficial ☑	SI	
ρ_s	Resistividad de la capa superficial (Ω.m) Ver tabla 7	100	
h_s	Espesor de la capa superficial h_s (cm)	25	
	Recuerde borrar operaciones anteriores para reiniciar cálculos		

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR DE LA MALLA DE PAT

	Tipo de conductor seleccionado		Varilla de acero revestido de cobre
K_f	Constante del material conductor a utilizar en la PAT	14,64	Tabla 2 Pag. 44 IEEE 80-2000
A_{mm^2}	Área calculada del conductor a utilizar en la malla (mm^2)	67,4	Formula 40 Y 41 Pag. 43 IEEE 80-2000
d	Diámetro del conductor a utilizar en la malla de PAT (mm)	9,26	**Por requerimientos mecánicos**
	Calibre conductor a utilizar en malla de puesta a tierra	2/0 AWG	Código GEDISA | CBDE50100200

GEOMETRIA DE LA MALLA

a	Cuadrada ○	Largo (m)	8	
b	Rectangular ◉	Ancho (m)	6	
L_1	En forma de L ○	L1 (m)	0	
L_2		L2 (m)	0	
D	Longitud de los lados de la cuadrícula (m)		1	
h	Profundidad de enterramiento de la malla (cm)		30	
A	Área de la malla de PAT (m^2)		48	
L_p	Longitud del perímetro (m)		28	
	Número de conductores en el sentido longitudinal o "X"		9	
L_x	Longitud Máxima del Conductor en el sentido de "X" (m)		72	
	Número de conductores en el sentido transversal o "Y"		7	
L_y	Longitud Máxima del Conductor en el sentido de "Y" (m)		42	
L_c	Longitud Conductor Horizontal De La Malla (m)		114	
	Empleo de barras copperweld o jabalinas ☑		SI	
	Modelo de barra copperweld			Barra copperweld de 5/8"
d_r	Diámetro de la Barra Copperweld o jabalina (mm)		19	
L_r	Longitud de la Barra Copperweld o jabalina (m)		2,4	

GEOMETRIA DE LA MALLA CONTINUACION

n_R	Número de barras copperweld colocadas en el área A	4	
L_R	Longitud total de las Barras Copperweld o Jabalinas (m)	10	
L_M	Longitud efectiva sin barras o con ellas no ubicadas en esquinas (m)	124	Formula 90 Pag. 94 IEEE 80-2000
L_M	Longitud efectiva con barras en el perimetro y esquinas (m)	129	Formula 91 Pag. 94 IEEE 80-2000
L_S	Longitud efectiva con barras copperweld o sin ellas (m)	94	Formula 93 Pag. 94 IEEE 80-2000

MOLDES Y CARTUCHOS PARA SOLDADURA EXOTERMICA

CX	Cantidad de conexiones exotérmicas en EQUIS	35	Código GEDISA	PTCE000200
MX	Molde de grafito para conexión exotérmica en EQUIS	1	Código GEDISA	PTXSH070070
CT	Cantidad de conexiones exotérmicas en TEE	28	Código GEDISA	PTCE000090
MT	Molde de grafito para conexión exotérmica en TEE	1	Código GEDISA	PTCTH070070

CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

R_m	Resistencia de malla (w)	0,67	Formula 52 Pag. 65 IEEE 80-2000
R_t	Resistencia de la barra copperweld seleccionada (w)	3,18	Barra copperweld 5/8
R_a	Resistencia equivalente del sistema de PAT (w)	0,36	Con barras copperweld

CÁLCULO DE CORRIENTE MAXIMA DE MALLA

I_G	Máxima corriente de malla (A)	258,72	Formula 63 Y 64 Pag. 73 IEEE 80-2000
I_g	Corriente de malla simétrica rms (A)	210,00	Formula 65 Pag. 73 IEEE 80-2000
D_f	Factor de decremento para la determinación de IG	1,232	Formula 79 Pag. 84 IEEE 80-2000
X/R	Valores típicos de la Relación X/R	x/R = 10	Tabla 10 Pag. 85 IEEE 80-2000
t_f	Valores típicos del Tiempo de duración de la falla (Seg)	0.05 seg	Tabla 10 Pag. 85 IEEE 80-2000
S_f	Factor divisor de la corriente de falla	0,21	Formula 63 Pag. 72 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE VOLTAJES PERMISIBLES DE PASO Y TOQUE

	Peso de la persona para estimación		Persona de 70 kg
E_p	Voltaje de paso tolerable (V)	1.066	Formula 29 y 30 Pag. 27 IEEE 80-2000
E_t	Voltaje de toque tolerable (V)	793	Formula 32 y 33 Pag. 27 IEEE 80-2000
C_s	Factor de decremento de la capa superficial	0,86	Formula 27 Pag. 23 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE VOLTAJES MAXIMOS DE PASO Y TOQUE

GPR	Máxima elevación del potencial de tierra GPR (V)	94	
E_m	Voltaje de malla en caso de falla (V)	17	Formula 80 Pag. 91 IEEE 80-2000
E_s	Voltaje de paso en caso de falla (V)	56	Formula 92 Pag. 94 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE FACTORES GEOMETRICOS

n	Factor geométrico compuesto de factores: na, nb, nc, y nd	8,18	Formula 84 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_a	Factor geométrico	8,14	Formula 85 Pag. 93 IEEE 80-2000

n_b	Factor geométrico	1,005	Formula 86 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_c	Factor geométrico	1,000	Formula 87 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_d	Factor geométrico	1,000	Formula 88 Pag. 93 IEEE 80-2000
	CÁLCULO DE FACTORES CORRECCION		
K_m	Factor de separación para el voltaje de la malla	0,47	Formula 81 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_{ii}	Factor de ponderación correctiva que se ajusta a los efectos de los conductores internos en la esquina de la malla	0,51	Formula 82 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_{ih}	Factor de ponderación correctiva que hace hincapié en los efectos de la profundidad de la red	1,14	Formula 83 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_i	Factor de corrección por geometría de la malla	1,855	Formula 89 Pag. 94 IEEE 80-2000
K_s	Factor de separación para el voltaje de paso	1,089	Formula 94 Pag. 94 IEEE 80-2000
	EVALUACION DE RESULTADOS		
1	¿La resistencia de puesta a tierra R_g obtenida es menor que la resistencia requerida?		***Sí, el diseño cumple con el requerimiento***
2	¿Es GPR menor que el voltaje de contacto tolerable?		***Sí, el diseño cumple con el requerimiento***
3	Bajo condiciones de falla, ¿Es el voltaje de malla (E_m) menor que el voltaje de contacto tolerable (E_t)?		***Sí, el voltaje de malla cumple con el requerimiento***
4	Bajo condiciones de falla ¿Es el voltaje de paso (E_s) menor que el voltaje de paso tolerable (E_{s0})?		***Sí, el voltaje de paso cumple con el requerimiento***

Por tal motivo se propone un sistema rectangular con 4 varillas y cable 1N° 2/0 AWG con soldadura exotérmica, este SPT se conecta al tablero principal de baja tensión y el cual será el punto de conexión del sistema solar. Se utiliza cable N°8 AWG del inversor hasta el tablero, y el cable N°6 AWG del tablero hasta la malla.

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Estos cálculos no fueron evaluados, debido a que es una instalación de uso final, adicionalmente, teniendo en cuenta que un sistema de generación PV, la corriente no aumenta proporcionalmente a la demanda instantánea de las cargas, por el contrario esta depende es la directamente de la condiciones instantáneas de la radiación y la temperatura, por lo cual, la corriente máxima se determina por los datos de placa del inversor o los módulos PV, lo cual solo se alcanza en pequeños lapsos de tiempo.

Finalmente, los costos de la energía eléctrica serán los consumos generados por las cargas dependiendo su uso y el tiempo de operación, los cuales serán facturados por el OR, sin embargo, teniendo en cuanta la implementación de la planta PV bajo la modalidad AGPE con entrega de excedentes, los costos de energía eléctrica consumida de la red eléctrica convencional tienden a disminuir significativamente.

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.

Para la verificación, se tiene en cuenta la **capacidad** de los conductores conforme a la capacidad de interrupción de las protecciones, y así **protegiendo** adecuadamente la instalación. Los conductores se escogieron de acuerdo con su ampacidad por **temperatura** a 60°C si la corriente a conducir es menor o igual a 100A, y a 75°C si la corriente es mayor **a 100A**, esto calculado de acuerdo con los equipos y cargas calculadas. Para la selección de los conductores **se** tuvo en cuenta el nivel de aislamiento presentado en la Tabla 3.10.16 de la NTC 2050.

I. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

Para el montaje de del sistema fotovoltaico se utilizan estructuras soportadas en aluminio, las cuales ofrecen una fácil instalación y alta compatibilidad. En planos se especifican los esquemas de construcción, y para la estructura soporte de los paneles solares, se describe a continuación los elementos que lo componen:

COMPONENTES DE LA ESTRUCTURA

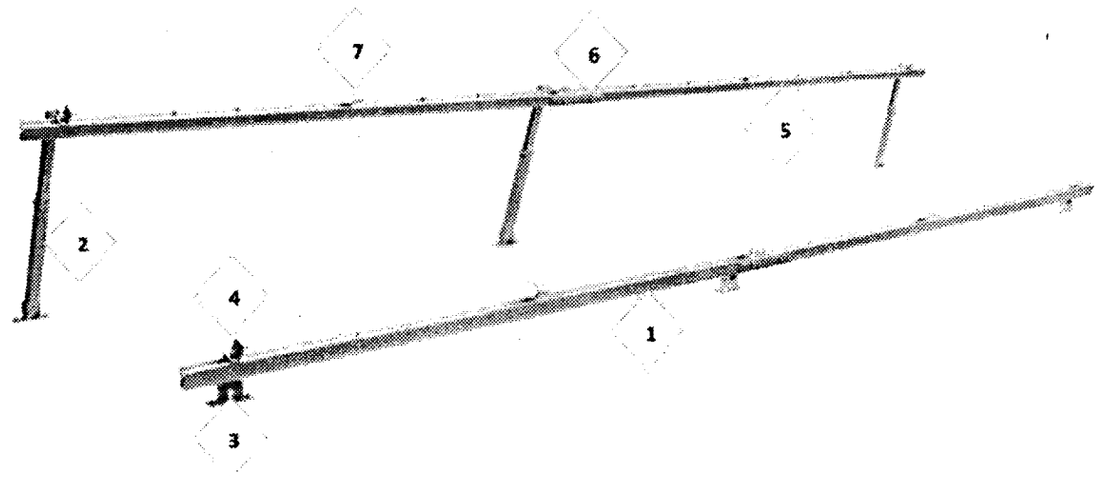
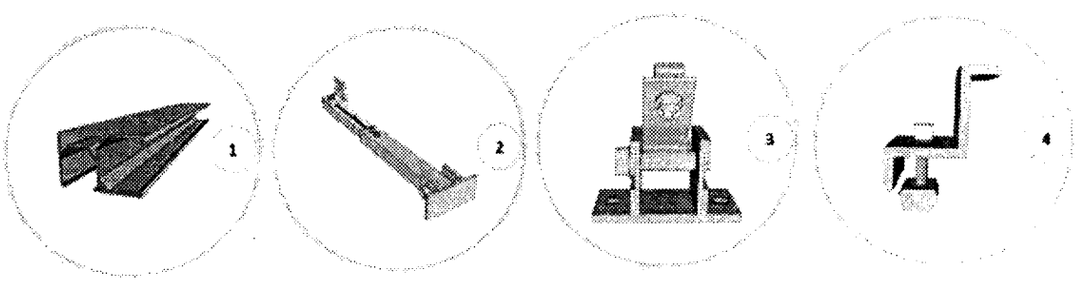
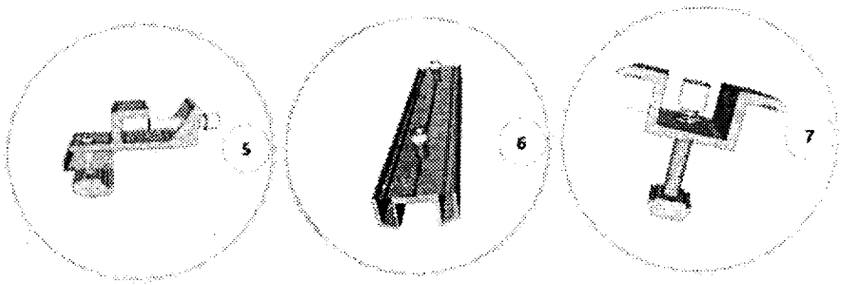


Ilustración 1. Componentes para montaje de paneles solares





ESTRUCTURA SOPORTADA EN ALUMINIO ANODIZADO DE 2.4M (PARA 2 PANELES)

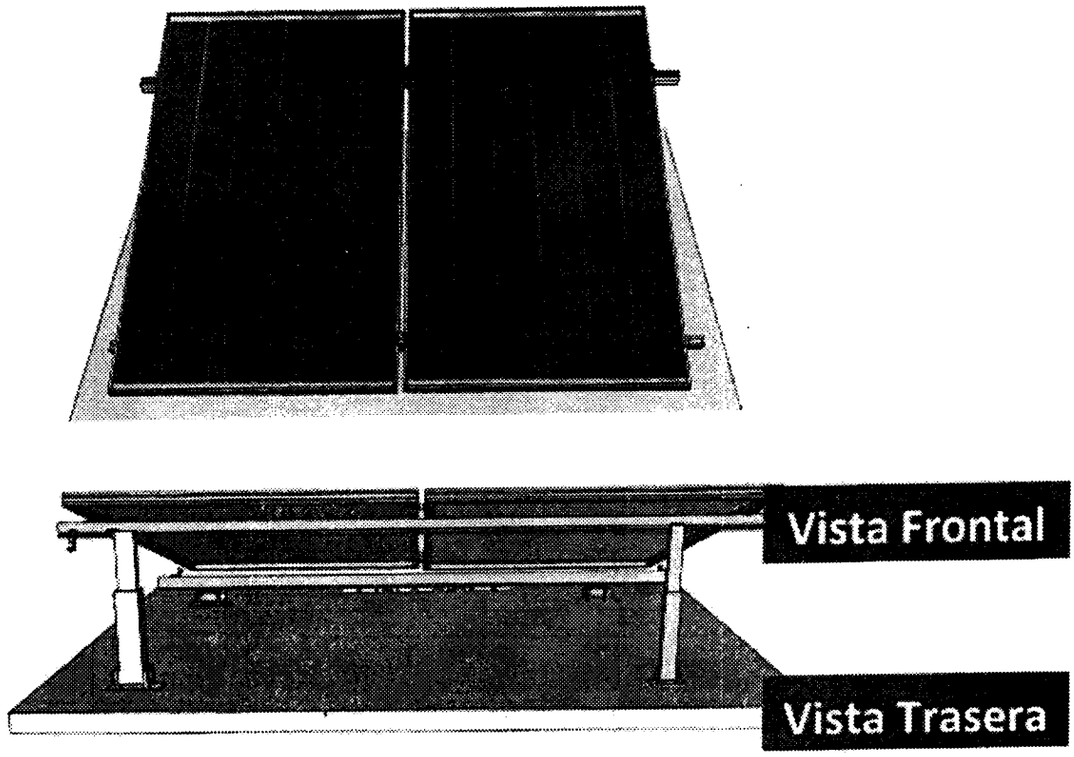
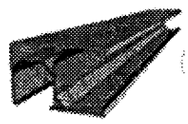
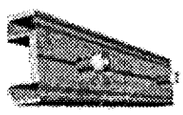
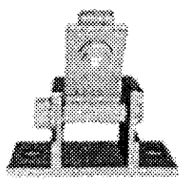
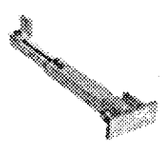
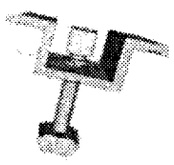
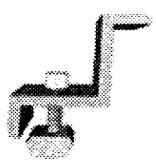
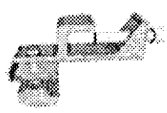
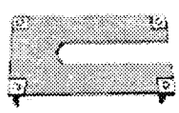


Ilustración 2. Vistas de estructura para paneles soportada en aluminio anodizado

A continuación, se describen la cantidad de elementos a utilizar para la construcción de la estructura para el soporte de los paneles solares del proyecto.

IMAGEN	ARTICULO	PESO(KG)	CANTIDAD PARA LA INSTALACION	DESCRIPCION

	Riel de aluminio anodizado (4700 mm)	3.4	17	Un componente ubicado en la parte posterior del módulo, a una distancia mínima equivalente a dos celdas desde el marco del módulo tanto en la parte superior como inferior, asegurando la correcta posición del riel para facilitar su acoplamiento con las ranuras de los demás elementos.
	Unión de perfil (riel de aluminio)	0.06	18	Si se instalan más de dos estructuras en riel, este componente se vuelve indispensable, ya que sirve para conectar dos estructuras. Se coloca al final de cada riel y luego se ajusta correctamente.
	Grapa delantera ajustable. con almohadilla de goma. Puede utilizarse también la L Feet o LClamp (Para este caso se utilizará la LClamp)	0.3	28	Este componente debe instalarse en la parte inferior del módulo, asegurándose de que la pieza móvil con un ángulo de 90 grados y la pieza de anclaje queden posicionadas dentro de la ranura del riel.
	Pata trasera ajustable Reforzado 15-30°	0.9	0	Este componente se instala en la parte superior del módulo, asegurando que la pieza móvil con un ángulo de 90 grados, ubicada en la parte inferior, quede alineada con el perfil de aluminio de la pata trasera. Es importante considerar la orientación de la pata para facilitar el

				empalme con la pieza de anclaje, que debe insertarse en la ranura del riel.
	Abrazadera intermedia de 35mm	0.06	52	Estos componentes se instalan en la parte central entre dos módulos, tanto en la unión superior como en la inferior. Se debe respetar la alineación con la abrazadera final (end clamp) y mantener una distancia mínima de dos celdas desde el marco del módulo en los lados superior e inferior.
	Abrazadera final de 35mm	0.05	12	Este componente se instala al final de cada riel, tanto en la parte superior como en la inferior, con el propósito de asegurar y fijar los módulos fotovoltaicos, evitando cualquier deslizamiento.
	Lug de puesta a tierra	0.03	0	Este componente es fundamental para el aterrizaje a tierra del sistema. Se instala de forma perpendicular al final del riel. Es necesario colocar uno de estos componentes por cada "string" o rama del sistema.
	Grapa de puesta a tierra o Ground Lug	0.005	29	Se coloca debajo de la abrazadera central (middle clamp), entre el marco del módulo y el riel, con el propósito de garantizar la continuidad eléctrica entre ambos materiales de aluminio.

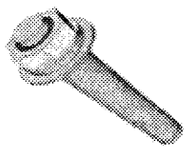
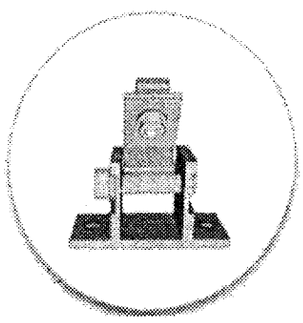
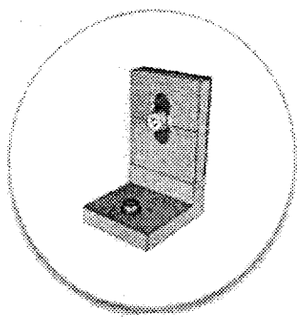
	Tornillo Autoperforante	0.07	60	Elemento de expansión utilizado para asegurar los elementos de sujeción.

Tabla 4. Elementos de **Sujeción** para soporte de paneles solares.

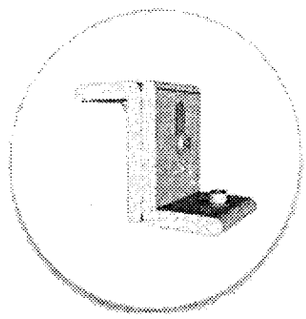
Cabe resaltar que, para montajes de estructuras en techos planos, se puede reemplazar la grapa delantera ajustable por una abrazadera tipo L.



Grapa delantera ajustable



Abrazadera tipo ''L feet''



Abrazadera tipo ''L foot''

Ilustración 3. Tipos de abrazadera para montaje de paneles en riel

CRITERIOS POR CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Para el diseño se debe considerar al menos lo siguiente:

- Ubicación donde se instalará el sistema fotovoltaico.
- Orientación e Inclinación de los paneles fotovoltaicos.
- Tipo de soporte para los paneles fotovoltaicos.
- Condiciones del suelo o techo donde se ubicarán los soportes.
- Espacio o superficie disponible en metro cuadrado (m^2).
- Radiación solar del lugar.
- Evaluación de posibles sombras.
- Condiciones generales donde se vaya a ubicar.

PROCEDIMIENTO:

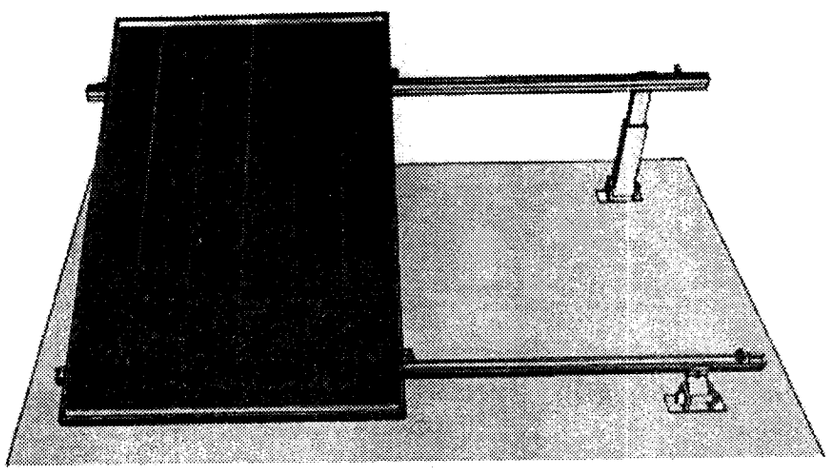
1. Mediciones iniciales:
- Determinar las dimensiones del espacio.
- Colocar las patas delanteras y traseras en un rango vertical de 1.20m a 1.70m.
- Ubicar las patas a 0.5m de los extremos del riel, ajustándose a las dimensiones del módulo y riel.

2. Techos inclinados:
- Las patas traseras se sustituyen por patas delanteras.
- Se respeta el mismo número de patas.

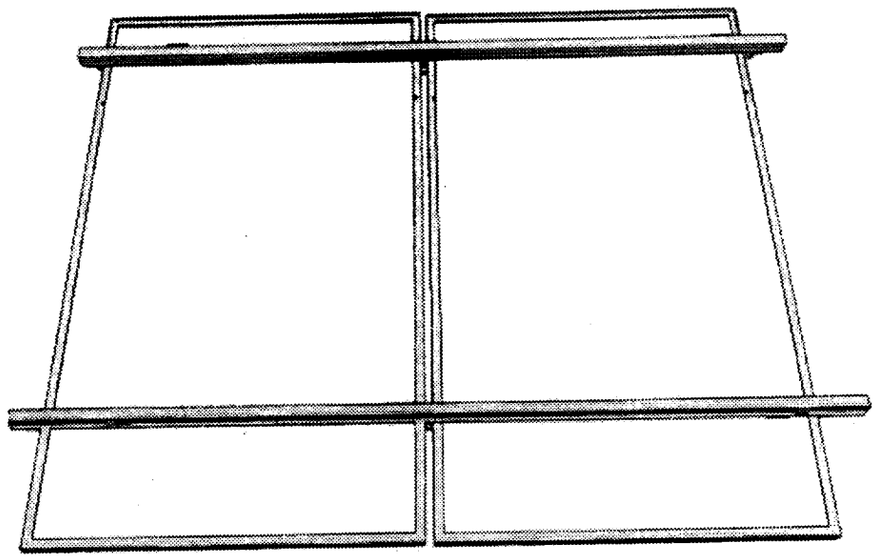
3. Uso de componentes adicionales:
- Si hay más de una estructura, se utiliza una unión de riel para unir los rieles.

4. Perforaciones y fijaciones:
- Hacer perforaciones con una broca de 1/2 pulgada.
- Aislar los orificios con silicón.
- Colocar taquetes expansivos M8X60.
- Colocar las patas correspondientes.
- Usar un pedazo de caucho o neopreno entre las patas y la superficie antes de fijarlas.

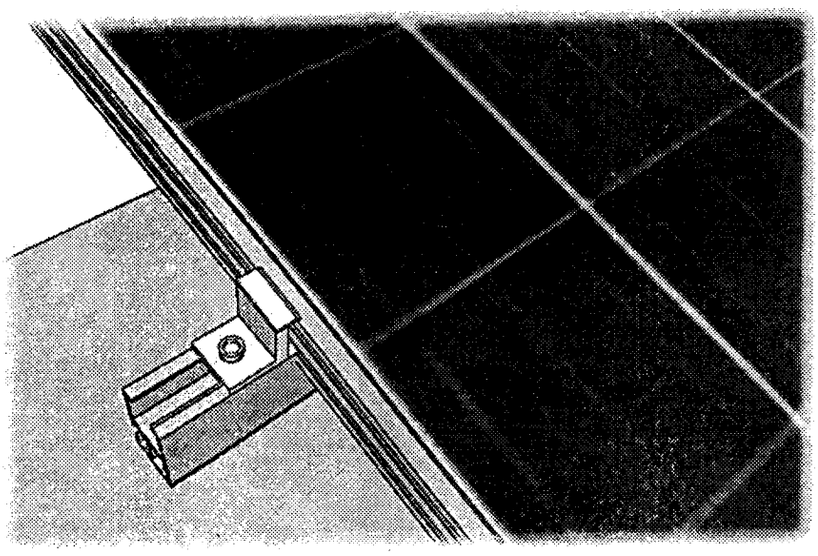
5. Colocación del riel:
- Después de fijar las patas, se colocan los rieles en la parte alta y baja de la estructura.



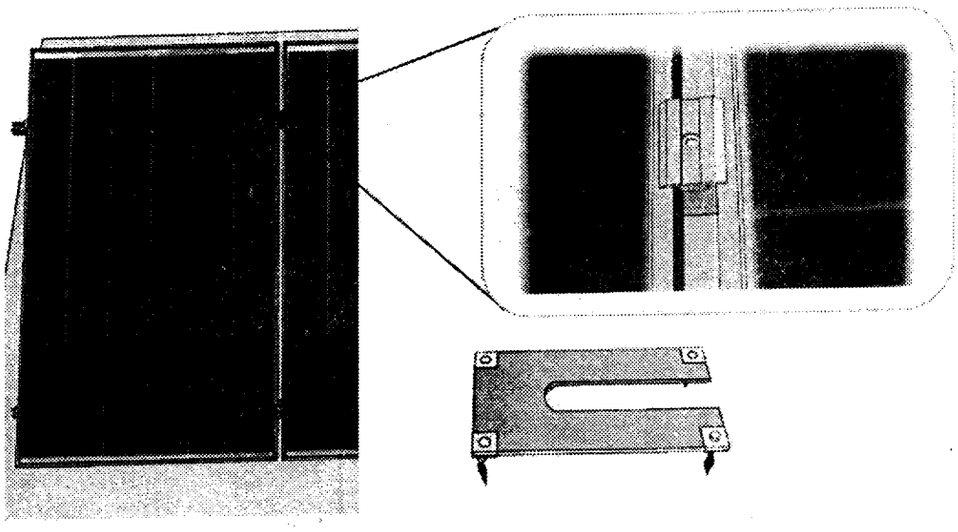
Instalar los módulos sobre los rieles, asegurándose de considerar la orientación del sistema fotovoltaico. La caja de diodos de protección debe ubicarse en la parte superior, hacia el lado de la pata ajustable trasera.



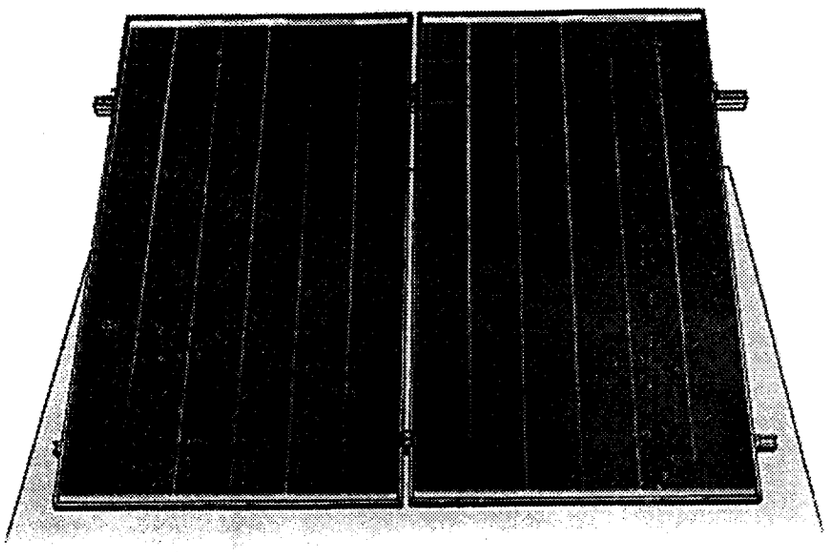
Coloque o ajuste la abrazadera final en las partes superior e inferior del riel y asegúrela. Después de instalar el primer módulo, utilice una llave Allen de 6 mm, que es indispensable para todos los elementos de la estructura.



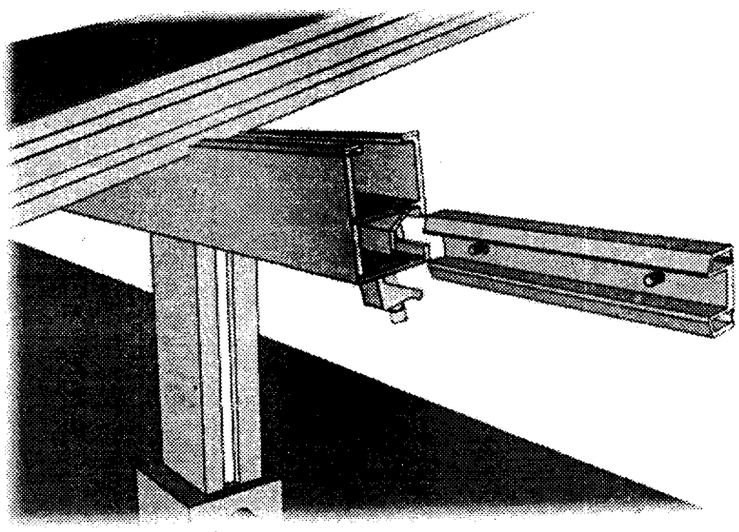
Desplace el siguiente módulo hacia un costado del primero y, a continuación, instale o ajuste la abrazadera central. Una vez colocada la abrazadera, proceda a instalar el clip de conexión a tierra en el mismo lugar.



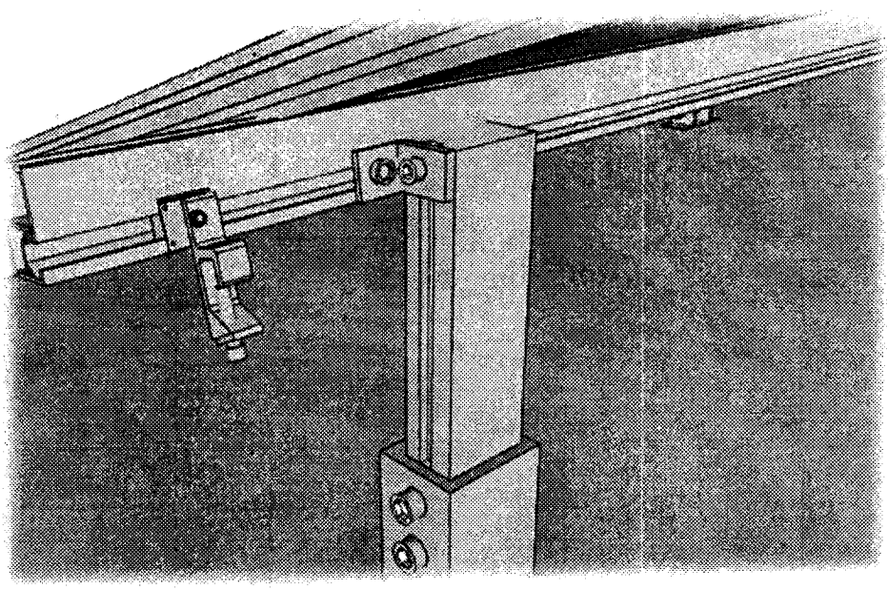
La instalación de la abrazadera central y el clip debe realizarse antes de colocar el módulo, ya sea deslizándolos a lo largo del riel o fijándolos con tornillos. Este procedimiento debe repetirse según el tipo de estructura, ya sea de 2 metros para dos módulos o de 4 metros para cuatro módulos. Las terminales del clip se conectan y empalman con el riel. Finalmente, coloque o ajuste la abrazadera final en las partes superior e inferior del riel, asegurándola después de instalar el último módulo. Esto garantiza que los módulos queden firmemente sujetos y evita cualquier desplazamiento.



Si se tienen varias estructuras conectadas entre sí, es necesario emplear un empalme de riel por cada conexión. En otras palabras, se utilizará un empalme para unir dos estructuras a través del mismo riel.



Instale el tope de tierra en la parte superior del riel, asegurándolo correctamente. Este componente es esencial para garantizar el aterrizaje a tierra del sistema y debe colocarse de forma perpendicular al final del riel. Se debe colocar un tope de tierra por cada string o cadena del sistema.



CONEXIÓN DE MC4

MC4 son conectores eléctricos de un solo contacto utilizados para la conexión de módulos fotovoltaicos. Las siglas MC4 significan Multi-Contact y un 4 para el pin de contacto de 6mm (diámetro). Se recomienda que todos sus componentes sean ensamblados igual al esquema que se muestra, para evitar posibles arcos eléctricos. Cuando el pin es colocado en el Coupler body se tiene que escuchar un click donde se asegura que el pin fue ensamblado correctamente. De igual forma, se tiene que escuchar un click en el momento en el que el conector positivo y el negativo estén correctamente ensamblados entre sí.

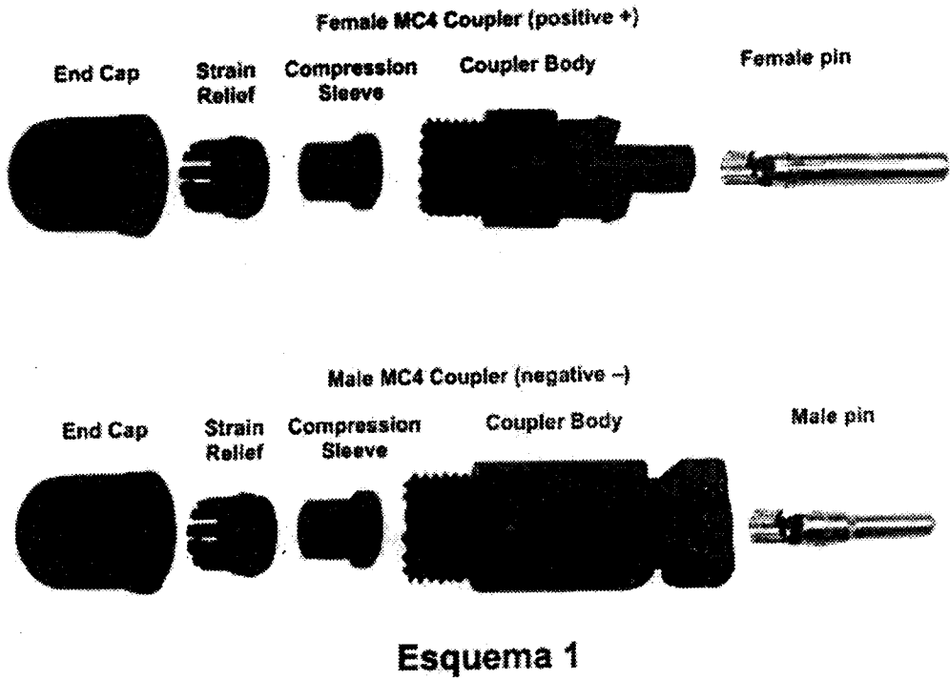


Ilustración 4. Esquema de conexiones para conectores MC4 Macho y Hembra.

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

Para determinar la selección de las protecciones, según la potencia de los módulos PV, a continuación, se describe el proceso:

• ZXM8- TPLDD132 SERIES

Basado en la NTC 2050 – Sección 690-9A, teniendo la corriente de corto circuito del módulo, se calcula la protección a utilizar en el gabinete en DC, determinándose así:

Protecciones de sobre corriente:

Para el sistema fotovoltaico de lado DC se utilizarán fusibles como medida de protección contra sobre corrientes, y estos no deben ser menores al 125%, según la NTC 2050 – Sección 690-8a. Por lo tanto:

$I_{PTM} = I_{MAX} * 25\%(MPPT)$

$I_{PTM} = I_{MAX} * 1.25$

$I_{PTM} = 18.27 * 1.25 = 22.83A \approx 25A$

Dados los cálculos, se seleccionan fusibles de 2x25A (+),(-) y 1000Vdc para cada cadena o string de paneles. Siendo un total de 3 fusibles de 2x25A para todo el sistema.

Para determinar la selección de las protecciones el conjunto de inversores (AC) se toma como base la corriente de salida de cada inversor:

• HESP48100U200-H.

Teniendo en cuenta la corriente a la cual trabaja el inversor el interruptor termomagnético estará dado por la corriente máxima de este, multiplicado por un factor de seguridad del 1.25.

$$I = \frac{10000}{220}$$

$I = 72.9A * 1.25$

$I = 91.125A$

Por lo tanto, se decide instalar una protección termomagnética AC de 3*100A industrial para el inversor. Este valor se escoge por temas de comercialización y es el más cercano a la corriente calculada.

n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

Basados en lo establecido en las tablas 1 – 5 del Capítulo 9 de la NTC 2050, se realiza la selección de las canalizaciones:

Canalización DC – AC.

- DC

TRAMO: PANELES - INVERSOR			
Tabla 1 - Tabla 5 Capitulo 9 NTC 2050	Tubo Conduit PVC E IMC Ø3/4"	Tubo Conduit IMC Ø3/4"	Cable XLPE 2N°6mm²
1	10.52%	344.2mm2	36.2mm2
2	10.52%	344.2mm2	36.2mm2
3	10.52%	344.2mm2	36.2mm2
**Sección calculada a partir de la ficha técnica del fabricante, debido a que la tabla 5 del capitulo 9 de la NTC 2050 no menciona la referencia XLPE. Para más de dos conductores, el llenado máximo permitido es 40% del área de la tubería.* *Se debe tener en cuenta que se toma de ejemplo el tramo de solo 3 cadenas de paneles. Por tanto, se entiende que son 3 cadenas por inversor, siendo un total de 3 cadenas de paneles.*			

Tabla 5. Calculo Tubería DC-AC, para 3 cadenas de paneles con su respectiva puesta a tierra.

- AC

TRAMO: INVERSOR DE DISTRIBUCION A TABLERO PRINCIPAL DEL MICROACUEDUCTO			
Tabla 1 - Tabla 5 Capitulo 9 NTC 2050	Tubo Conduit PVC O EMT Ø1 1/2"	Tubo Conduit PVC O EMT Ø1 1/2"	Cable THHN-2 2N/0°3F+ 1N°2/0 AWG
Tablero de distribucion	15.42%	536.7mm2	82.73mm2
**Sección calculada a partir de la NTC 2050. Para más de dos conductores, el llenado máximo permitido es 40% del área de la tubería.*			

Tabla 6. Calculo Tubería de inversor a tablero AC, con su respectiva puesta a tierra.

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

Las pérdidas de energía no son tenidas en cuenta debido a que, el factor de potencia del inversor según fichas técnicas es >99% (1 aprox) y para armónicos THD <3%.

p. Cálculos de regulación de tensión.

Cálculo de caída de tensión DC

Para este caso, se describen los cálculos de la caída de tensión en los conductores que conforman cada una de las cadenas; sin embargo, para efectos de este documento, solo se van a reflejar los cálculos para la distancia más crítica de la instalación, como lo es el string o cadena que está más alejada del cuarto eléctrico donde se encuentra el inversor.

Teniendo en cuenta la corriente de máxima potencia del módulo:

$I_{mp} = 17.29A$

$V_{mp} = 40.5V$

$10\ AWG\ XLPE = 6mm^2$

Siendo 14 módulos de 40.5V:

La distancia es de aproximadamente 31m al inversor, (distancia total).

$$R = \rho * \frac{l}{A_T}$$

Siendo R la resistencia, p la resistividad del cobre $\Omega * \frac{mm^2}{m}$ a temperatura ambiente 25° (siendo este de 0.018), l la distancia total, y A_T el área en mm^2 del calibre a utilizar.

Reemplazando:

$$R = 0.018 \frac{\Omega mm^2}{m} * 31m * \frac{1}{6mm^2} = 0.1\Omega$$

Aplicando la ley de Ohm.

$V = I * R$

$V = 17.29A * 0.1\Omega = 1.72V$

Al estar los 14 módulos en serie su voltaje es de 567V.

$$\%Caída\ de\ tensión = \frac{1.72V}{567V} = 0.30\%$$

Para el tramo más crítico de las conexiones se observa una caída de voltaje menor a 4% el cual es el valor máximo permitido para este tipo de instalaciones. Por lo tanto, el calibre a utilizar cumple con los parámetros establecidos.

Cálculo de caída de tensión AC.

En el caso de la caída de tensión en AC, se tiene en cuenta la distancia desde el tablero de distribución 220/240 del inversor hasta el tablero principal existente. De la cual se estima una distancia aproximada de 24 metros.

$I = 91A$

$V = 220V$

$f.p = 0.9$ (Transformador)

$l = 24m$

$2/0\ AWG = 67.43\ mm^2$

Resistividad del cobre = $0.018\ \Omega * \frac{mm^2}{m}$ a temperatura ambiente 25°.

$$V\% = \frac{\rho * l * I * \text{f.p}}{Sección\ del\ conductor * V}$$

$$V\% = \frac{0.018 * 24 * 91 * 0.9}{67.43 * 220} = \frac{35.38}{14834.6} = 0.24\%$$

Para el tramo de conexión desde el tablero nuevo hasta el existente las conexiones se observa una caída de voltaje menor a 4% el cual es el valor máximo permitido para este tipo de instalaciones. Por lo tanto, el calibre a utilizar cumple con los parámetros establecidos.

CAIDA DE TENSION ZONA CRITICA PANELES A INVERSOR			
CALCULOS DC: PUNTO CRITICO STRING		**DATOS DE PLACA**	
ρ Cobre [CU]	$0.018\ \Omega * \frac{mm^2}{m}$	PV [W]	700
ρ Aluminio [AL]	-	Vmp [V]	40.5
Longitud Cable [m]	31	Imp [A]	17.29
Corriente Cortocircuito (Isc) [A]	18.27	Voc [V]	48.3
K Constante	2	Isc [A]	18.27
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	48.3	CAIDA DE TENSION %	
Voc Total [V]	386.4	0.30%	
N° Módulos en serie	14		
N° Módulos en paralelo	0		
Sección Transversal [mm²]	6		
K %	100		
CARACTERISTICAS DEL STRING			
N° Modulos en Serie	14		
Potencia Arreglo [W]	9800		
Voltaje Total (Vmp) [V]	567		
Corriente Total (Imp)	17.29		

Tabla 7. Cálculo de caída de tensión en DC.

CAIDA DE TENSION DE LADO AC	
CALCULOS AC: TABLERO A TABLERO	**CAIDA DE TENSION**

ρ Cobre $[\Omega * \frac{mm^2}{m}]$	0.018	$V\% = \frac{\rho * l * I * \text{f.p}}{Sección\ del\ conductor * V}$
ṕ Aluminio [AL]	-	0.24%
Longitud Cable [m]	24	
Corriente máxima (Imáx) [A]	91	
Factor de potencia (f.p)	0.9	
Red trifásica (si aplica)	NO	
Nivel de tensión [V]	220	
Sección transversal del cable mm^2	67.43	

Tabla 8. Cálculo de caída de tensión en AC.

q. Áreas clasificadas como peligrosas.

No aplica. No existe acumulación de gases, ni existen condiciones peligrosas que permitan categorizar la instalación como tipo especial.

r. Diagramas unifilares.

Anexos, Diagrama Unifilar en hoja completa tamaño A4.

s. Planos eléctricos para construcción.

Los planos o diseños eléctricos elaborados se encuentran en formato .DWG adjuntados en el proyecto.

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.

Se recomienda la implementación de un sistema de ventilación forzada y cruzada, con el fin de mejorar las condiciones de trabajo del conjunto inversores dentro del lugar destinado para la ubicación equipos,

permitiendo mantener el cuarto eléctrico fresco, mejorando así, las condiciones para la disipación de calor de los equipos.

u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

No aplica, debido a que no se tiene redes energizadas en sitio. Sin embargo, queda anexada dentro de los detalles del plano las distancias de seguridad requeridas por el RETIE para tableros de baja tensión.

v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

No aplica. No hay ninguna desviación técnica de la normatividad o reglamento técnico vigente.

w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

No aplica. El diseñador queda exonerado de cualquier responsabilidad si estos cálculos y distribuciones son alteradas o modificadas sin autorización previa escrita en su diseño original, por parte del cliente, terceros o si la construcción no se hace de acuerdo con el diseño.

x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

DIMENSIONAMIENTO GENERAL

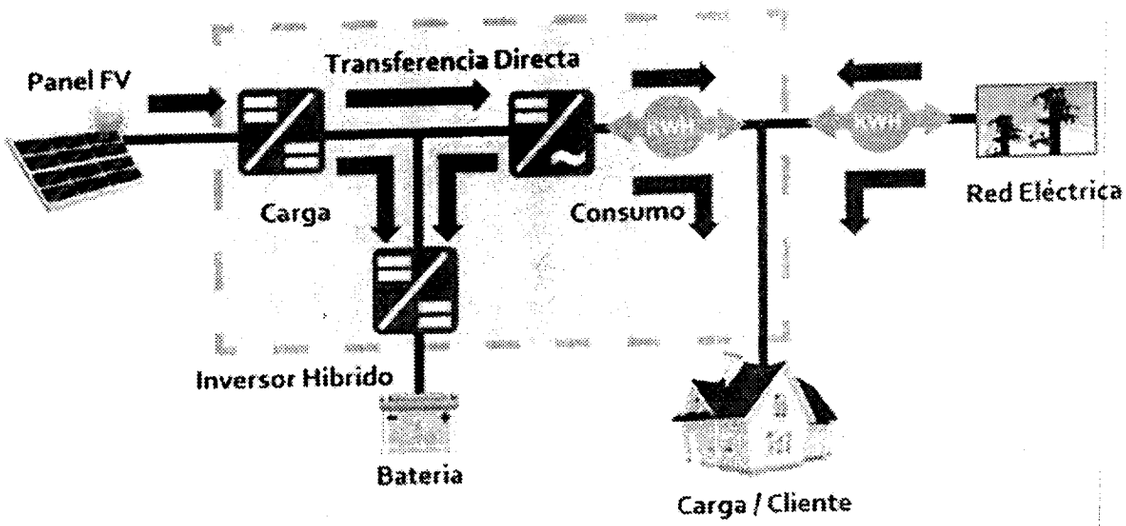


Ilustración 5: Sistema Hibrido

Como dato de partida para este sistema, se tuvo en cuenta el área disponible para la instalación de este sistema dentro de la entidad, por tanto, lo que se busca es aprovechar la mayor cantidad de espacio disponible y teniendo en cuenta también la capacidad del transformador. Se conocen los consumos de la entidad (facturas de energía), los cuales se muestran en la tabla 1, relacionando estos datos; se plantea la planta de generación fotovoltaica para un uso racional de la energía de los equipos que se van energizar, esto para poder tener una relación técnico-económica coherente y sostenible. Sumado a esto, además de que el sistema puede funcionar en simultaneidad con la red eléctrica del operador. Sumado a esto, para los siguientes cálculos se anexa la factura de energía de la entidad (Ver anexos).

Consumo de energía promedio semestral de la entidad.

CONSUMO MENSUAL	
MES 1	2479
MES 2	2623
MES 3	2575
MES 4	2385
MES 5	2602
MES 6	2693
PROMEDIO	**2504**
CONSUMO DIARIO	**83.46**

Tabla 9. Consumo promedio de la entidad según facturas de OR

El dimensionamiento estará basado en los datos entregados por la meteorología y superficie de la IDEAM, que para el municipio de El Roble tiene como promedio de irradiación de 5-5.5 horas sol, por tal motivo se tomara el valor de 5 para efectos del cálculo.

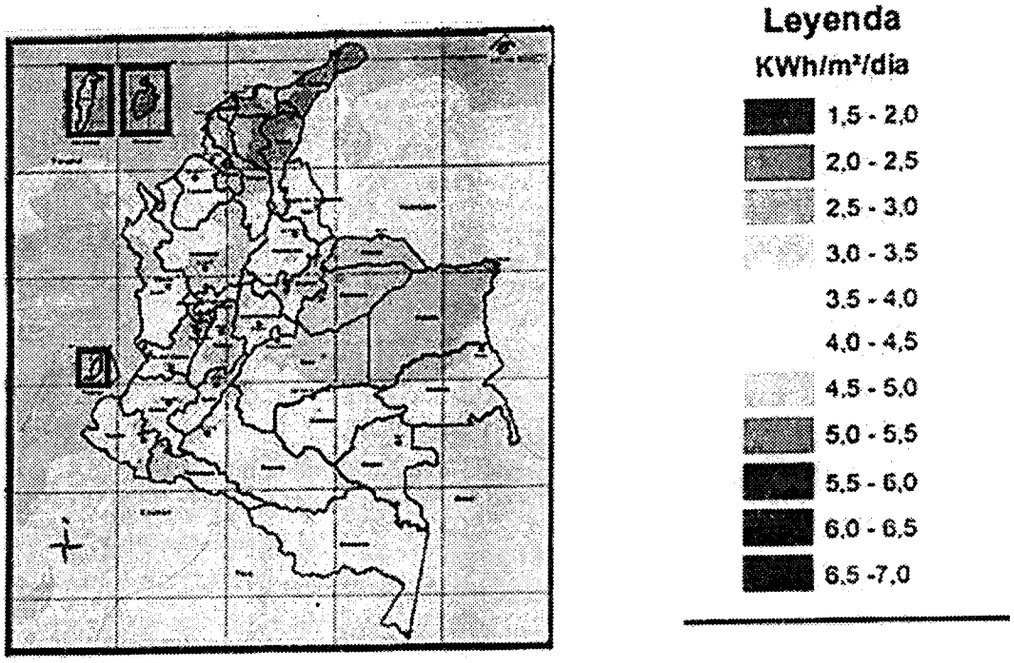


Ilustración 6. Irradiación en Colombia FUENTE: IDEAM

Teniendo en cuenta los datos anteriores se calcula el número de paneles solares teniendo en cuenta la potencia por panel de 700W y un factor de seguridad del 60%

$$N_{total} = \frac{E * 1.6}{P_{panel} * h}$$

Donde E es la energía diaria consumida en vatios hora/día y h es la irradiación de la zona:

$$N_{total} = \frac{83.46 * 1000 * 1.6}{700 * 5} = 38.15$$

$$N_{total} = 38$$

Se implementa una Sistema solar con 42 paneles de 700W, esto debido a que, aunque según los cálculos se necesitan 38 paneles, se plantea utilizar la totalidad disponible en piso (área en planos). Esto, en términos de eficiencia es beneficioso, ya que se podría suplir mucha más energía durante las horas pico de sol y se puede exportar los excedentes a la red. Teniendo en cuenta esta información, se calcula la potencia pico del Sistema PV.

$$P_{pico} = \frac{42 * 700}{1000} = 29.4$$

$$P_{pico} = 29.4kWp$$

Ahora, se calcula la potencia mínima del inversor:

$$Potencia\ mínima\ en\ inversores = \frac{Potencia\ sistema}{Factor\ de\ seguridad} = \frac{29400W}{1.25} = 23520W$$

Se requiere para los inversores una potencia de 23520W, para esto, se implementa 1 inversor de 25KW teniendo en cuenta potencia máxima admisible (potencia pico) sin ser sobrecargada por encima de lo recomendada por el fabricante.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se pretende realizar un sistema de autogeneración a pequeña escala en la **MICROACUEDUCTO RURAL DE EL SITIO con NIC 5865956**, para cubrir la energía consumida por la entidad.

Actualmente el consumo energético la entidad es de 2504 kWh/Mes en promedio, siendo así, mediante la implementación de la planta solar se pretende generar 4410 kWh/mes promedio, teniendo como soporte las simulaciones (ver anexos) con los parámetros del sistema y el sitio, brindando como aporte un 100% de ahorros en los costos operativos por parte del operador de red AFINIA. Teniendo en cuenta ciertas perdidas y que en horas de baja irradiación el operador de red cubre lo que la generación fotovoltaica no pueda suministrar.

2. LOCALIZACION DEL PROYECTO

El proyecto de autogeneración Fotovoltaica de 29,4kWp se localiza en las coordenadas geográficas 9.094311, -75.095413, El Sitio, Sucre.

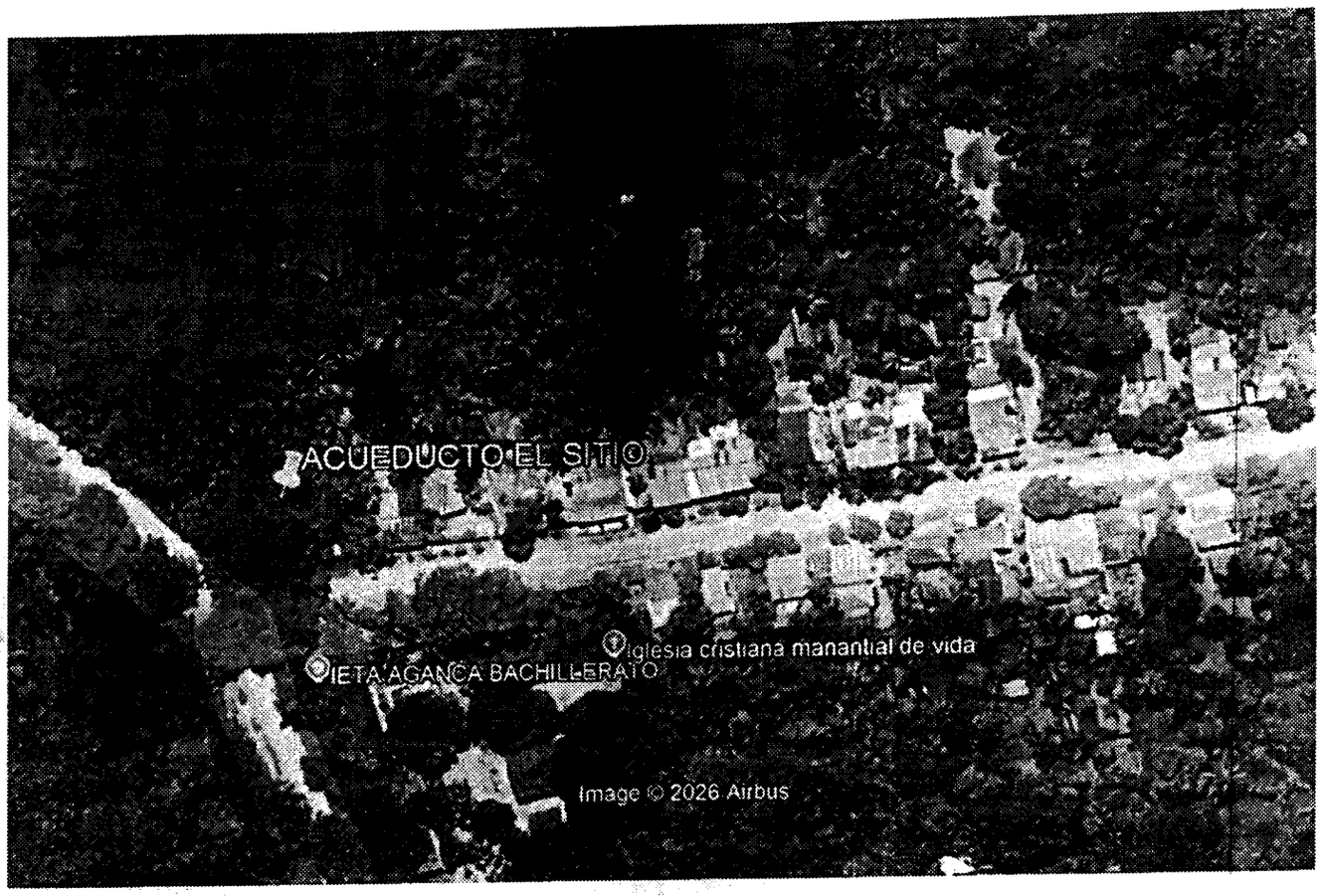


Ilustración 7. Ubicación del Proyecto.

3. OBJETO.

Detalle al diseño de un sistema solar fotovoltaico de 29,4kWp en las instalaciones de Microacueducto El Sitio, El Roble, Sucre. Colombia.

4. CONSTRUCTOR DE OBRA.

No aplica dentro de la fase de diseños y planteamiento del proyecto.

5. CARACTERÍSTICA DE LA CARGA.

La alimentación de los tableros corresponde a circuitos auxiliares. luces y tomacorrientes, las cargas principales son cargas no lineales como computadores, cámaras y o electrodomésticos.

6. PROYECCIÓN DEL SISTEMA PV.

Teniendo en cuenta el punto de conexión seleccionado (PC) y el área disponible en piso, se agrupan el sistema solar de la siguiente forma:

CARACTERISTICAS GENERALES DEL PROYECTO					
MPPT	P. PANEL	#PANELES	P TOTAL	UBICACION	INVERSOR
#1	700	14	9800	PISO	25 KW - #1
#2	700	14	9800	PISO	25 KW - #1
#3	700	14	9800	PISO	25 KW - #1

Tabla 10. Conformación del proyecto PV.

7. SELECCIÓN DEL INVERSOR

De acuerdo con los cálculos realizados anteriormente en el dimensionamiento general, disponibilidad de equipos y las características del punto de conexión, para la implementación proyecto se dispondrá de 1 inversor, (Voltaje nominal 220V, 3L+PE). No se implementa un transformador para conectarse al TGBT el cual su funcionamiento es a 220V.

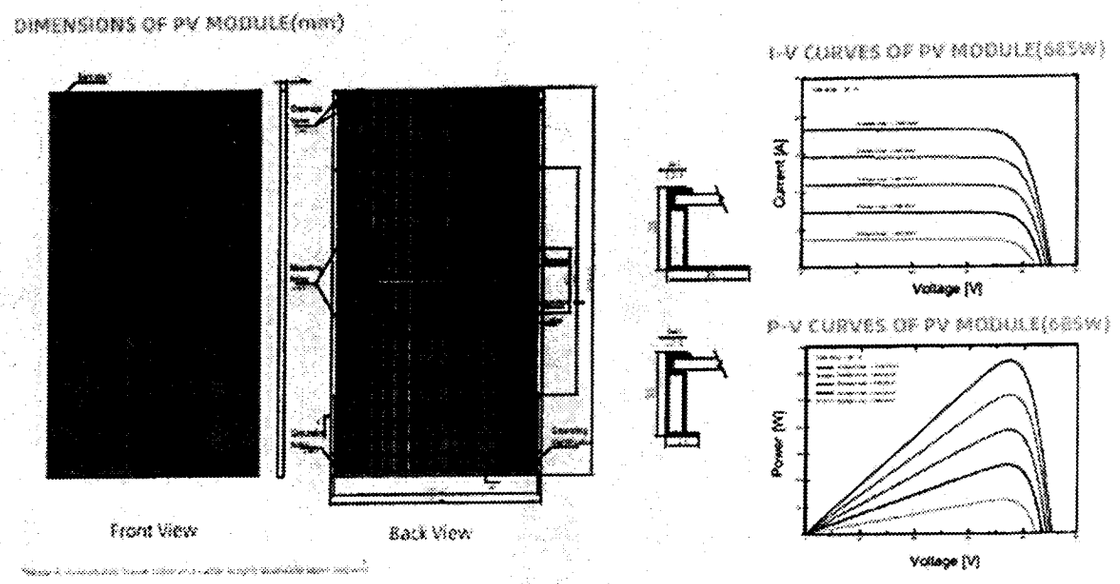
8. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS

- MID 25KTL3-XL2

Hoja de datos	MID 15KTL3-XL2	MID 17KTL3-XL2	MID 20KTL3-XL2	MID 22KTL3-XL2	MID 25KTL3-XL2
Datos de entrada					
Potencia FV máxima recomendada (para módulo STC)*	22500W	25500W	30000W	33000W	37500W
Voltaje de arranque			200V		
Voltaje nominal			550V		
Rango de voltaje de MPPT			200-800V		
Rango de voltaje a carga plena*			250-650V		
Nº de MPPTs			4		
Número de cadenas por MPPT			2/2/2/2		
Corriente máx. de entrada por MPPT			32/32/32/32		
Corriente máx. de cortocircuito por MPPT			40/40/40/40		
Datos de Salida CA					
Potencia nominal de CA	15000W	17000W	20000W	22000W	25000W
Potencia máxima aparente de CA	16600VA	18800VA	22200VA	22200VA	27700VA
Voltaje nominal de CA/rango	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V	127V/220V 101.6-139.7V 133V/230V 106.4-146.3V
Frecuencia/rango de la red de CA			50/60 Hz 45-55Hz/55-65 Hz		
Corriente nominal de salida de CA	39.4A(127V) 37.6A(133V)	44.6A(127V) 42.6A(127V)	52.5A(127V) 50.1A(133V)	57.7A(127V) 55.1A(133V)	65.6A(127V) 62.7A(133V)
Corriente de salida máxima	43.7A(127V)	49.6A(127V)	58.3A(127V)	64.2A(127V)	72.9A(127V)
Factor de potencia ajustable			0.8Adelanto - 0.8Retraso		
THDi			<3%		
Tipo de conexión a la red			3W+N-PE/3W+PE		
Eficiencia					
Eficiencia máxima			98.8%		
Euro-eta			98.5%		
Dispositivos de protección					
Protección contra polaridad inversa CC			Sí		
Interruptor de CC			Sí		
Protección contra sobretensiones CC/CA			Tipo II		
Monitoreo de resistencia del aislamiento			Sí		

Ilustración 8. Datasheet inversores 25-kW.

• PANEL SOLAR 700-W



ELECTRICAL CHARACTERISTICS (STC*

Nominal Power Watt-Pmax(W)*	670	675	680	685	690	695	700
Maximum Power Voltage Vmp(V)	39.80	39.50	39.70	39.90	40.10	40.30	40.50
Maximum Power Current Imp(A)	17.05	17.09	17.13	17.17	17.21	17.25	17.29
Open Circuit Voltage Voc(V)	47.10	47.30	47.50	47.70	47.90	48.10	48.30
Short Circuit Current Isc(A)	18.03	18.07	18.11	18.15	18.19	18.23	18.27
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37	22.53

MECHANICAL DATA

Solar cells	N-type Monocrystalline
Cells orientation	132 (5×22)
Module dimensions	2384×1303×30 mm (With Frame)
Weight	38.5±1.0 kg
Glass	2.0 mm+2.0mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Junction box	IP 68, 3 diodes
Cables	4 mm² (-)350 mm (With Connectors)
Connectors*	MC4-compatible

Ilustración 9. Datasheet Panel solar 700W.

9. CONFORMACIÓN DE LAS CADENAS:

De acuerdo con las características de los equipos a utilizar, la configuración del sistema se determina de la siguiente manera:

• Ejemplo con el inversor: MID 25KTL3-XL2.

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{Voltaje\ máximo\ inversor}{Voltaje\ circuito\ abierto} = \frac{800}{48.3} = 16.56 \approx 17$$

Número de paneles en paralelo:

El inversor por utilizar tiene 4 MPPT con la capacidad de:

Max Isc: 40

Max Imp: 32

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ paralelo\ (Isc) = \frac{Isc\ máx\ MPPT\ inversor}{Corriente\ corto\ circuito\ panel} = \frac{40}{18.27} = 2.18$$

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ paralelo\ (Imp) = \frac{Imp\ máx\ MPPT\ inversor}{Imp\ circuito\ panel} = \frac{32}{17.29} = 1.85$$

Teniendo en cuenta los cálculos anteriores, se decide utilizar 3 MPPT del inversor con 14 en serie. Ahora, debido a que el lugar de instalación es en piso. Es importante aclarar, los inversores se pueden sobrecargar más de su potencia nominal en base a sus características eléctricas en el lado de DC.

• Sistema 1: 42 paneles de 700W y 1 inversor de 25kW conectados de la siguiente manera:

- Inversor 1:
  - MPPT 1: 14 Paneles en serie (Instalación en piso)
  - MPPT 2: 14 Paneles en serie (Instalación en piso)
  - MPPT 3: 14 Paneles en serie (Instalación en piso)

Bajo esta configuración se respecta el voltaje máximo de entra del equipo y la corriente máxima permitida por MPPT; además no se sobrecarga los inversores por encima de lo recomendado por él fabricante, por lo cual se garantiza un rendimiento óptimo de los equipos.

Jesus Andres Payares
Ingeniero Eléctrico.
MP. AT 205-172063

ANEXOS.

afinia
Grupo epm

NIC: 5865956

Total a Pagar: $ 47.926.010
Total Mes: $7.497.020
Fecha de vencimiento: 10/03/2026

No. Facturas vencidas: 23
Saldo anterior: $ 40.428.990
Fecha emisión: 26/02/2026
Documento equivalente No.: 96402602016022
ID. de Cobros: 5865956351 - 21

Datos del Usuario y/o Suscriptor

Titular de Pago
MUNICPIO DE EL ROBLE

Usuario o suscriptor
MUNICPIO DE EL ROBLE

Estrato/Clasificación
Com Acu (Sencilla N1) E.Caribe

Dirección de suministro
CL 5 CR 2-0
COTO. EL SITIO RURAL
EL ROBLE
ACUEDUCTO EL SITIO

Dirección de Envío
CR 3 CL 6-142
CENTRO
EL ROBLE
EL ROBLE

Periodo facturado

Periodo facturado 09/01/2026 - 07/02/2026

Energía | Otras Entidades

$ 7.172.190 + $ 0,00 + $ 324.830,00 + $ 0,00 = $ 7.497.020

Aviso de suspensión

Suspensión a partir: 11/03/2026

El no pago oportuno de la factura, dará lugar a la suspensión del servicio a partir de la fecha indicada en esta. Contra esta decisión procede el recurso de reposición ante la empresa y en subsidio el de apelación ante la SSPD, dentro de los cinco días siguientes al recibo de esta factura. En caso de padecer una situación de vulnerabilidad que pueda afectar sus derechos fundamentales con ocasión de la suspensión deberá acreditarlo antes de la fecha de suspensión.

Tu seguridad nos importa – Paga tu factura registrándote en nuestra Oficina Virtual en www.afinia.com.co o a través de Afiniapp. Reporta sospechas al 115.

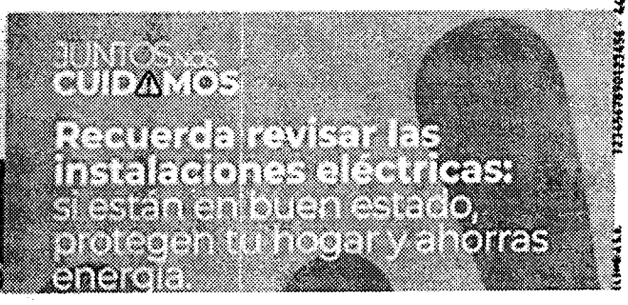
Consumo de los últimos 6 meses (kWh)

2602	2693	2504	2306	2609	2636	2472

Promedio Consumo Diario (kWh): 82,97

El Gobierno Nacional, mediante el Decreto Legislativo 517 del 4 de abril de 2025 y la Resolución MME 40130 del 11 de mayo de 2025, creó el programa "Comparte mi Energía" para que usuarios de estratos 4, 5, 6, y facturas comerciales e industriales realicen aportes voluntarios. Puede unirse ingresando a https://compartemifactura.co/Pagar y seleccionando el botón "Aportar" para indicar el monto de su contribución.





Estado de cuenta

No. Facturas Vencidas: 23 Monto: $40.428.990 Fecha Ultimo Pago: 30/01/2026 Valor $18.000.000

No. Financiaciones pendientes: 0 Monto: $0 Tasa por mora vigente: 1,89%

Monto en reclamo $

NOTA: El monto en reclamo no esta incluido en el total a pagar de esta factura.

Calidad del Servicio

Circuito / Transformador

CIRCUITO: GALERAS 1 **CODIGO: 10109418** **GRUPO CALIDAD: 32**

DIUG.: 0340,00 **FIUG.: 317** **DIU.: 0084,45** **FIU.: 56**

Datos de lectura

Fecha Lectura Anterior: 09/01/2026 Fecha Lectura Actual: 07/02/2026 Dias Facturados: 29

Medidor	Tipo	Lectura Actual	Lectura Anterior	Factor Multiplo	Consumo KWh
16006109	Activa BT	25037	22565	1	2472

Novedad en Lectura: -0-

Propiedad del Activo: Empresa MEDICION

Costo unitario $/kWh

G:	288,31
T:	52,97
PR:	107,00
R:	25,04
D:	194,05
C:	204,44

CU: 876,82

Datos de consumo

	Tarifa en $/kWh		Consumo kWh	Valor en $
Consumo	[illegible]	*	2.472	2.165.521,44
Contribucion	[illegible]	*	2.472	216.567,20

Total 2.382.088

Detalle de conceptos facturados

	Valor ($)
Consumo	2.165.521,44
Contribucion	216.567,20
Aproximacion a decenas	-7,35
Interés por Mora	6.790.128,71

NIC: 5865956

Total a Pagar: $ 47.926.010

Total Mes: $7.497.020

[illegible]: 10/03/2026

Otros Conceptos

Impuesto Alumbrado Publico	324.828,22
Redondeo Facturaciones Ante	1,79
Aproximación a decenas	-,01
Valor Total Alumbrado	324.830,00

PROYECTO AGPE- MICROACUEDUCTO PUERTO FRANCO, GALERAS 11.2KWP.

DIRECCION: MICROACUEDUCTO RURAL DE PUERTO FRANCO, GALERAS, SUCRE, COLOMBIA.

DESCRIPCIÓN BREVE: Sistema de conexión solar, ubicado en piso del Microacuducto rural de Puerto Franco, conformado por 20 paneles solares de 700W y 1 inversor de 12KW.

Introducción

El presente documento da respuesta al Libro 3, título 3, artículo 3.3.1. del Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas - RETIE, Resolución 40117 de 02 de abril de 2024, donde se detalla los procesos de ingeniería que intervienen en el desarrollo y construcción de un proyecto en fase de diseño, con el fin de sintetizar y estructurar toda la información previamente obtenida en campo.

Objeto

Dar a conocer los criterios de diseño determinados en los procesos de ingeniería que determinan los lineamientos bases, para la construcción y ejecución del proyecto.

Tabla de Contenido

a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos 6

b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. 10

c. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos. 13

d. Coordinación de aislamiento eléctrico. 15

e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra. 15

f. Análisis del nivel tensión requerido 16

g. Cálculo de campos electromagnéticos. 17

h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga. 17

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra. 17

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. 20

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente. 20

l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión. de distribución, subestaciones y centrales de generación. 21

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A. 30

n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.) 31

o. Cálculos de pérdidas de energía; teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. 32

p. Cálculos de regulación de tensión. 32

q. Áreas clasificadas como peligrosas 35

r. Diagramas unifilares. 35

s. Planos eléctricos para construcción. 35

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares 35

u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas 36

v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. 36

w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas 36

x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.....36

.....44

INTRODUCCION.

En la búsqueda constante de soluciones sostenibles y eficientes para satisfacer las necesidades energéticas, la adopción de sistemas de autogeneración fotovoltaica se ha convertido en una estrategia clave para las entidades públicas. La energía solar, una fuente renovable y limpia, no solo ofrece beneficios medioambientales, sino que también presenta oportunidades económicas significativas. Implementar un sistema de autogeneración fotovoltaica permite a las entidades públicas reducir su dependencia de fuentes de energía convencionales, disminuir los costos operativos y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

El uso de paneles solares para generar electricidad ofrece ventajas múltiples, desde la reducción de la huella de carbono hasta la optimización de los recursos energéticos. La inversión en tecnología fotovoltaica no solo promueve la sostenibilidad, sino que también proporciona una mayor independencia energética y seguridad de suministro. Además, la adopción de estos sistemas puede servir como un modelo a seguir para la comunidad, demostrando el compromiso de la entidad con prácticas responsables y visionarias en la gestión de recursos.

A continuación, exploraremos los detalles técnicos para la implementación de un sistema de autogeneración fotovoltaica en el microacueducto de Puerto Franco en el municipio de Galeras del departamento de Sucre que puede ofrecer a la entidad pública un impacto positivo tanto a nivel ambiental como económico y social.

RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

1. Tipo de Cliente:

Mercado: Nivel 1 – Categoría: Oficial - Mercado regulado.

2. Potencia Máxima Proyectada:

El sistema solar fotovoltaico, se encuentra conformado por módulos solares ZXM8-TPLDD132 SERIES, específicamente el módulo de 700W donde la potencia asociada a cada tecnología se describe a continuación: 20 x 700W = 14kWp.

Es importante aclarar, que el conjunto de inversores que conforman el sistema de generación está compuesto por 1 unidad referencia, HI-12K-DL; para una potencia total 12kW AC con una tensión de trabajo de 220V.

3. Transformador:

El sistema bajo la modalidad de entrega de excedentes a la red, instalado en el Microacueducto Puerto Franco – Galeras, Sucre, Colombia, No se requiere trasformador adicional para la puesta en marcha del sistema de 11,2kWp, debido a que el inversor proyectado en su voltaje de salida es a 220V y el punto de inyección se encuentra a 220V el cual es el nivel de tensión del suministro de energía de la entidad.

4. Líneas y redes de B.T:

A pesar de que el suministro de energía por parte del OR al cliente, se realiza a un nivel de tensión 1, el proyecto solar fotovoltaico tiene proyectado 1 solo punto de conexión con la red eléctrica existente, ubicado en el tablero de baja tensión a 220V. Es importante mencionar, para la entrada en operación de los equipos, se requiere una alimentación (2L + PE).

5. Equipo de Medida:

Teniendo en cuenta que el proyecto a implementar es con entrega de excedentes, basados en la CREG 174 de 2021, se requiere cambio de medidor. Así mismo, teniendo en cuenta el articulo 12 - 14 de la CREG 174 no se debe realizar un estudio de conexión simplificado puesto que la capacidad total del sistema de generación es menor o igual a 100kW.

MEMORIAS DE CÁLCULO DEL PROYECTO

a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Haciendo referencia al título 5 del RETIE 2024, articulo 1.5.1.3. Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes. El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables. Teniendo en cuenta esta información, y en base al artículo 1.5.1.4.1 se elabora una matriz de análisis por riesgos con sus respectivas medidas para mitigarlos.

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION O QUEMADURAS (EVENTO O EFECTO)	por	CONTACTO DIRECTO (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/240V (FUENTE)

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS					E	D	C	B	A
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestacion	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupcion temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupcion breve	El acto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (al acto rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación de la alimentación del tablero de protección del inversor de conexión a la red domiciliaria se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de a seguridad.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día). Daños importantes, interrupcion breve. Sin efecto.

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	***Mitimizarlo.*** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo. aislar con barreras o distancia, usar EPP.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	ARCO ELECTRICO	(al) o (del)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/240V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, interrupción regional.	Contaminación irrecuperable	Internacional	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)			Regional	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes, interrupción breve	Efecto menor	Local	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (sin daño rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto		MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT205-172063	Fecha:	8/01/2025		

POSIBLES CAUSAS: Se producen por falta de mantenimiento, conexiones flojas en bornes.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día) a personal operativo, Daños severos. Interrupción temporal servicio y Contaminación localizada.

FRECUENCIA. Ha ocurrido en el sector

CONSECUENCIAS: B
FRECUENCIA : D
NIVEL DE RIESGO EVALUADO: MEDIO

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	***Aceptarlo.*** Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, Realizar buenas conexiones, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra	El ingeniero residente diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS).

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar elementos de seguridad a la hora de instalar y poner a prueba las conexiones, como guantes, casco, y gafas de protección, Respetar las reglas de oro.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURA	por	CONTACTO INDIRECTO	(al) o (del)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/240V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura interrupción regional.	Contaminación irrecuperable	Internacional	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (sin incapacidad)		Efecto menor	Local	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia Funcional (sin daño rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción			MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT205-172063	Fecha:	8/01/2025		

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad). Daños importantes. Interrupcion breve Efecto menor

FRECUENCIA: No Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	***Aceptarlo.*** Aplicar los sistemas de control (monitoreo, señal, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, Usar EPP)	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar elementos de protección, guantes, gafas. Separación de circuitos, Uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	SOBRECARGA	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/748V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)	[illegible]	El este menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia Funcional (al acta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	[illegible]		1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas. conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad), Daños importantes, Interrupción breve

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores si se requiere.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	CORTOCIRCUITO	(al) o (en)	INVERSOR
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (>1día)	[illegible]	[illegible]	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	El este menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia Funcional (al acta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Uso el este		1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de las técnicas, accidentes externos, humedades, equipos defectuosos.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día), Daños severos. Interrupción temporal, Contaminación localizada

FRECUENCIA: No ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (monitorear, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS (EVENTO O EFECTO)	por	SOBRECARGA (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	INVERSOR (FUENTE)

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (> 1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Reparables. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad),Daños importantes. Interrupción breve

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protección, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo: diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS (EVENTO O EFECTO)	por	EQUIPO DEFECTUOSO (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	INVERSOR (FUENTE)

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (> 1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Reparables. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)				1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: Defectos de Fabrica, Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.

CONSECUENCIAS: Lesion menor (sin incapacidad) Daños Leves. Interrupción breve y efecto menor

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protección, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

Tabla 1. Matriz de análisis de riesgo eléctrico.

b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.

Para realizar el análisis de riesgo por descargas atmosféricas y las medidas de protección a utilizar se debe tener en cuenta la NTC 4552, la cual tiene en cuenta las protecciones contra rayos.

Ahora bien, de acuerdo con el artículo 5.2 de la NTC 4552, se realiza aplica la metodología para evaluar el nivel de riesgo y se establecen las medidas de protección.

El resultado de esta evaluación se obtiene de la ponderación de indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que implica un impacto directo o indirecto sobre éste a la estructura.

A continuación, se evalúa el nivel de riesgo:

Tabla 1. Indicador de parámetros del rayo

Densidad de descargas a tierra [Descargas/km^2 - año]	Corriente pico absoluta promedio [kA]		
	$40 \leq I_{abs}$	$20 \leq I_{abs} < 40$	$I_{abs} < 20$
$30 \leq$ DDT			
$15 \leq$ DDT < 30			
$5 \leq$ DDT < 15			
DDT < 5			

Severos

Altos

Medios

Bajos

DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA DE LAS PRINCIPALES CIUDADES Y POBLACIONES DE COLOMBIA

Ciudad		Rango de DDT (rayos / km² x año) para áreas de 3 km x 3 km
Arauca	Puerto Inirida	1-2
Barranquilla	Riohacha	
Bogota	San Andres	
Bucaramanga	San Jose del Guaviare	
Cali	Tumaco	
Cartagena	Tunja	
Cucuta	Valledupar	
Florencia	Villavicencio	
Ipiales	Armenia	
Leticia	Ibague	
Mitu	Manizales	
Mocoa	Medellin	
Neiva	Monteria	
Pasto	Ocaña	
Popayán	Santa Marta	
Puerto Carreño	Sincelejo	
	Yopal	
Corozal	Magangue	3-5
Pereira	Turbo	
Girardot		6-9
Barrancabermeja		
Quibdo		10-14
Samana		
El Banco		
Bagre		
Remedios		
La Palma		15-25
Nechi		8-14
Zona rural de Quibdó		8-12
Zona rural de la Palma		10-16
Zona Rural de Samana		20-40
Serrania de San Lucas y Estribaciones		8-16
Magdalena Medio		

Para este caso, se tiene en cuenta el rango de DDT de Corozal, lugar más cercano al proyecto fotovoltaico. Su rango es de 3-5 DDT (rayos/km2 por año) con una corriente pico absoluta promedio de 20kA. Lo que representa un riesgo bajo según la Tabla 1 del indicador de parámetros del rayo.

Ahora bien, hace falta el indicador de gravedad para determinar si es necesario tomar precauciones para las descargas atmosféricas. El cual se basa en la siguiente tabla.

Tabla 2. Indicador de Gravedad

Resultado de la suma de subindicadores de estructura	Indicador de Gravedad
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Media
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Para tener la suma de los subindicadores se tienen en cuenta las siguientes tablas:

Tabla 3. Subindicador relacionado con el uso de la estructura

Clasificación de estructuras	Ejemplos de estructura	Indicador
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversion, aeropuertos, hospitales, prisiones	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos	20
D	Estructuras no habitadas	0

Tabla 4. Subindicador relacionado con el tipo de estructura

Tipo de estructura	Indicador
No metálica	40
Mixta	20
Metálica	0

Tabla 5. Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura

Altura y área de la estructura	Indicador
Área menor a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	5
Altura mayor o igual a 25 m	20
Área mayor o igual a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	10
Altura mayor o igual a 25 m	20

Para finalizar, se ponderan los indicadores obtenidos en una matriz de riesgos teniendo en cuenta la tabla 2.

Tabla 6. Matriz de niveles de riesgo

GRAVEDAD / PARÁMETROS	Severa	Alta	Media	Baja	Leve
Severo					
Alto					
Medio					
Bajo					

Nivel de Riesgo de la estructura

	ALTO
	MEDIO
	BAJO

Para el primer subindicador la clasificación de la estructura es de tipo D, ya que se trata de un acueducto siendo su indicador de 0. En el caso del segundo subindicador, se tiene en cuenta que la estructura de los paneles es metálica, por tanto, su indicador sería de 0, y por último el tercer subindicador estaría dentro del rango de menor a 900 m2, y con altura menor a 25 metros, obteniendo así un indicador de 5. El ponderado de estos indicadores sería de 5. Lo que lleva a la conclusión de que el indicador de gravedad es Leve según la tabla 2.

De acuerdo con esto, se toman las acciones recomendadas según la norma, la cual indica:

Tabla 7. Acciones recomendadas según el nivel de riesgo

Nivel de riesgo	Acciones recomendadas
NIVEL DE RIESGO BAJO	SPI para acometidas aéreas
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
NIVEL DE RIESGO MEDIO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
NIVEL DE RIESGO ALTO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
	Plan de prevencion y contingencia

Para el caso de un nivel de riesgo Leve, se realiza el cableado y puesta a tierra de acuerdo con la NTC 2050. No se realiza SPI ya que no hay cometidas aéreas.

De la misma manera, se atiende a las características para la selección de los DPS en DC y AC de las tablas E.3 y la tabla E.4 de la NTC 4552-1, para garantizar la vida útil del conjunto de inversores de Conexión a la red se implementan DPS AC a 220V y DPS en DC a 1000V DC para proteger el inversor y a su vez, equipotencializar todos los demás elementos con el sistema de PAT existente. En caso de no cumplir con las exigencias del RETIE se realizarán las adecuaciones requeridas para que este cumpla a cabalidad.

c. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

Cuadro Cargas AC.

CUADRO DE CARGAS AC							
MICROACUEDUCTO PUERTO FRANCO – GALERAS							
UBICACIÓN – ZONA: INTERIOR DE LA CASETA TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER				N° DE CIRCUITOS: 1, N° DE FASES: 2, N° DE HILOS: 3, VOLTAJE: 220V/240V			
Descripción	Inversor	Protección (A)	Conductor (AWG)	Potencia (W)	Circuito	L1	L2
Inversor 12 kW	1	2X70	2×4 AWG + N°4 AWG + T°8 AWG	12000	1	X	X
Carga total local (W)				12000			

Fases Cu + Neutro – THHN-2 Inversor a tablero de distribución: 2×4 AWG + N°4 AWG Cu THHN-	**Alimentador Fases Cu + Neutro a tablero principal:** 2×4 AWG + N°4 AWG Cu THHN-2	**Conductor a tierra inversor a tablero de distribución:** 1×8 AWG Cu THHN-2
Protección General(A) por inversor: 2×70 A	**Protección Principal Totalizador (A): 2×70 A**	Tubería: Ø 1 1/4" PVC SCH40, EMT o IMC según requiera

Tabla 2. Cuadro cargas AC.

Cuadro Cargas DC.

CUADRO DE CARGAS DC								
MICROACUEDUCTO PUERTO FRANCO – GALERAS								
UBICACIÓN – ZONA: INTERIOR DE LA CASETA TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER					N° DE CIRCUITOS: 2, N° DE FASES: 2, N° DE HILOS: 3			
Descripción	Cadena	Protección Fusible(A)	Conductor AWG XLPE	Potencia String (W)	Circuito	Inversor N°1		
Serie de 10 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	7000	1	X		
Serie de 10 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	7000	2	X		
Carga total local (W)				11200				
Cable lado positivo: Cu XLPE 4N°$6mm^2$ AWG		Cable lado negativo: Cu XLPE 4N°$6mm^2$ AWG			Conductor a tierra: Cu THHN/THWN-2 1N°8 AWG			
Protección general por cadena: 25A Fusible		Protección contra sobretensiones: DPS Tipo II 2P 1000Vdc			Tubería por cadena de paneles: Ø 3/4'' PVC, EMT o IMC según requiera			

Tabla 3. Cuadro cargas DC.

d. Coordinación de aislamiento eléctrico.

De acuerdo con el Anexo E de la NTC4552-1, la definición de Aislamiento: "Es la separación de dos o más superficies conductoras por medio de un dieléctrico (incluyendo el aire), ofreciendo una alta resistencia al paso de la corriente." Para el cumplimiento de esta condición, se coordina el aislamiento, teniendo en cuenta la tensión y corriente calculada de cada cadena de los arreglos de los módulos solares, junto con sus conectores, cables y demás elementos; los cuales cuentan con su rotulación y certificación para su uso dentro de los niveles de tensión, de la misma manera se aplica la misma metodología de cálculo de corriente y tensión para el cableado a utilizar en las acometidas de AC. Cabe resaltar que el uso de baterías se tiene en cuenta para alimentar primeramente cargas criticas antes que otras cargas.

e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.

Con la corriente de corto circuito de cada cadena que conforman el arreglo de los módulos solares

fotovoltaicos, se implementan fusibles de 25A - 1000VDC, para cada uno de los arreglos; los cuales cuentan con su respectiva rotulación y certificado de producto. Adicionalmente, para despejar una posible falla a tierra se instala un conductor de puesta a tierra en configuración TT en DC y TNS en el lado de AC, donde el conductor seleccionado 1N°8 Cu AWG THHN-2 para lado DC y 1N°8 Cu AWG THHN-2 para lado AC.

Protecciones de sobre tensiones

DPS: Según se observa en las especificaciones del inversor las protecciones contra sobretensiones son de tipo II, por lo tanto, se selecciona un DPS tipo II contra sobretensiones transitorias inducidas.

Características del DPS Tipo II:

1. Protección contra sobretensiones inducidas: Este tipo de DPS está diseñado específicamente para limitar las sobretensiones que provienen de descargas atmosféricas indirectas o de conmutación en la red, lo cual es ideal para proteger instalaciones de corriente continua (DC) en sistemas fotovoltaicos.
2. Capacidad de corriente de impulso: El DPS Tipo 2 tiene una capacidad de descarga suficiente para manejar las sobretensiones inducidas sin sobrecargar o dañar el sistema.
3. Instalación en el lado DC y AC: En sistemas fotovoltaicos, se instala un DPS en el lado DC (entre los paneles y el inversor) y en el lado AC (entre el inversor y la red) para garantizar una protección completa.

A continuación, se calcula los voltajes límites para las protecciones DPS:

$$V_{oc}DPS = V_{oc\ DEL\ PANEL} * \#Paneles\ en\ Serie$$

$$V_{oc}DPS = 48.3V * 10 = 483V$$

Se escoge un DPS de 1000V ya que se espera no superar el valor anteriormente calculado en cada MPPT del sistema. Con esto, se garantiza que se puedan hacer ampliaciones a la máxima capacidad del inversor, y al mismo tiempo, se protegen los MPPT de cada inversor para que no sufran daños por sobretensiones en el sistema.

Se instala 1 DPS tipo II de 2P 1000V por cada cadena del sistema. Siendo un total de 2 DPS Tipo II de 2P 1000Vdc 40kA.

f. Análisis del nivel tensión requerido.

De acuerdo con RETIE, en el Libro 3, titulo 9 "Clasificación de los niveles de tensión", se aplica el siguiente literal:

- d. Baja Tensión (BT): Los de tensión nominal menor o igual a 1.000 V y mayores o iguales de 25 V c.a. o 60 V c.c. Teniendo en cuenta el nivel de tensión del punto de conexión a la red y la salida

del conjunto de inversores, la tensión de operación del sistema es una tensión normalizada 220/240 VAC. Y para el conjunto de paneles, el cual ninguna cadena supera los 1000V.

g. Cálculo de campos electromagnéticos.

No aplica para sistemas cogeneración de energía eléctrica fotovoltaica, debido a que la corriente total a la salida del conjunto de inversores y entregada a las cargas (circuito alimentador), no superan los 1.000A, lo cual sugiere que no se pasarán los umbrales establecidos en el artículo 3.11.1 del RETIE 2024.

h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

No Aplica, ya que no se necesitan transformadores adicionales para la puesta en marcha del sistema de generación fotovoltaica.

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.

La instalación no posee Sistema de puesta a tierra, sin embargo, se implementa un SPT según la IEEE80 2000, se realiza un modelo rectangular con 4 nodos unidos por cable 1N° 2/0 AWG y los resultados fueron los siguientes:

DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

	Instructivo de uso del programa		
	Resistencia requerida según aplicación menor a (W)	20	Escuelas
ρ	Resistividad aparente del terreno (Ω.m)	20	
I_f	Corriente de falla a tierra simétrica (rms (A)	1000	
t_c	Tiempo de despeje de la falla (ms)	50	
	Marque la casilla si existe una capa superficial ☑	SI	
ρ_s	Resistividad de la capa superficial (Ω.m) Ver tabla 7	100	
h_s	Espesor de la capa superficial hs (cm)	25	
	Recuerde borrar operaciones anteriores para reiniciar cálculos		

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR DE LA MALLA DE PAT

	Tipo de conductor seleccionado		Varilla de acero revestido de cobre
K_f	Constante del material conductor a utilizar en la PAT	14,64	Tabla 2 Pag. 44 IEEE 80-2000
A_{mm}^2	Área calculada del conductor a utilizar en la malla (mm^2)	67,4	Formula 40 Y 41 Pag. 43 IEEE 80-2000
d	Diámetro del conductor a utilizar en la malla de PAT (mm)	9,26	**Por requerimientos mecánicos**
	Calibre conductor a utilizar en malla de puesta a tierra	2/0 AWG	Código GEDISA | CBDES0100200

GEOMETRIA DE LA MALLA

a	Cuadrada ○	Largo (m)	8	
b	Rectangular ●	Ancho (m)	6	
L_1	En forma de L ○	L1 (m)	0	
L_2		L2 (m)	0	
D	Longitud de los lados de la cuadrícula (m)		1	
h	Profundidad de enterramiento de la malla (cm)		30	
A	Área de la malla de PAT (m^2)		48	
L_R	Longitud del perímetro (m)		28	
	Número de conductores en el sentido longitudinal o "X"		9	
L_x	Longitud Máxima del Conductor en el sentido de "X" (m)		72	
	Número de conductores en el sentido transversal o "Y"		7	
L_y	Longitud Máxima del Conductor en el sentido de "Y" (m)		42	
Lc	Longitud Conductor Horizontal De La Malla (m)		114	
	Empleo de barras copperweld o jabalinas ☑		SI	
	Modelo de barra copperweld			Barra copperweld de 5/8"
d_c	Diámetro de la Barra Copperweld o jabalina (mm)		19	
L_r	Longitud de la Barra Copperweld o jabalina (m)		2,4	

GEOMETRIA DE LA MALLA CONTINUACION

n_R	Número de barras copperweld colocadas en el área A	4	
L_R	Longitud total de las Barras Copperweld o Jabalinas (m)	10	
L_M	Longitud efectiva sin barras o con ellas no ubicadas en esquinas (m)	124	Formula 90 Pag. 94 IEEE 80-2000
L_M	Longitud efectiva con barras en el perimetro y esquinas (m)	129	Formula 91 Pag. 94 IEEE 80-2000
L_S	Longitud efectiva con barras copperweld o sin ellas (m)	94	Formula 93 Pag. 94 IEEE 80-2000

MOLDES Y CARTUCHOS PARA SOLDADURA EXOTERMICA

CX	Cantidad de conexiones exotérmicas en EQUIS	35	Código GEDISA	PTCE000200
MX	Molde de grafito para conexión exotérmica en EQUIS	1	Código GEDISA	PTXSH070070
CT	Cantidad de conexiones exotérmicas en TEE	28	Código GEDISA	PTCE000090
MT	Molde de grafito para conexión exotérmica en TEE	1	Código GEDISA	PTCTH070070

CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

R_m	Resistencia de malla (w)	0,67	Formula 52 Pag. 65 IEEE 80-2000
R_r	Resistencia de la barra copperweld seleccionada (w)	3,18	Barra copperweld 5/8
R_a	Resistencia equivalente del sistema de PAT (w)	0,36	Con barras copperweld

CÁLCULO DE CORRIENTE MAXIMA DE MALLA

I_G	Máxima corriente de malla (A)	258,72	Formula 63 Y 64 Pag. 73 IEEE 80-2000
I_g	Corriente de malla simétrica rms (A)	210,00	Formula 65 Pag. 73 IEEE 80-2000
D_f	Factor de decremento para la determinación de IG	1,232	Formula 79 Pag. 84 IEEE 80-2000
X/R	Valores típicos de la Relación X/R	X/R = 10	Tabla 10 Pag. 85 IEEE 80-2000
t_f	Valores típicos del Tiempo de duración de la falla (Seg)	0,50 seg	Tabla 10 Pag. 85 IEEE 80-2000
S_f	Factor divisor de la corriente de falla	0,21	Formula 63 Pag. 72 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE VOLTAJES PERMISIBLES DE PASO Y TOQUE

	Peso de la persona para estimación		Persona de 70 kg
E_p	Voltaje de paso tolerable (V)	1.066	Formula 29 y 30 Pag. 27 IEEE 80-2000
E_t	Voltaje de toque tolerable (V)	793	Formula 32 y 33 Pag. 27 IEEE 80-2000
C_s	Factor de decremento de la capa superficial	0,86	Formula 27 Pag. 23 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE VOLTAJES MAXIMOS DE PASO Y TOQUE

GPR	Máxima elevación del potencial de tierra GPR (V)	94	
E_m	Voltaje de malla en caso de falla (V)	17	Formula 80 Pag. 91 IEEE 80-2000
E_s	Voltaje de paso en caso de falla (V)	56	Formula 92 Pag. 94 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE FACTORES GEOMETRICOS

n	Factor geométrico compuesto de factores: na, nb, nc y nd	8,18	Formula 84 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_a	Factor geométrico	8,14	Formula 85 Pag. 93 IEEE 80-2000

η_h	Factor geométrico	1,005	Formula 86 Pag. 93 IEEE 80-2000
η_o	Factor geométrico	1,000	Formula 87 Pag. 93 IEEE 80-2000
η_d	Factor geométrico	1,000	Formula 88 Pag. 93 IEEE 80-2000
	CÁLCULO DE FACTORES CORRECCION		
K_m	Factor de separación para el voltaje de la malla	0,47	Formula 81 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_{ii}	Factor de ponderación correctiva que se ajusta a los efectos de los conductores internos en la esquina de la malla	0,51	Formula 82 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_h	Factor de ponderación correctiva que hace hincapié en los efectos de la profundidad de la red	1,14	Formula 83 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_i	Factor de corrección por geometría de la malla	1,855	Formula 89 Pag. 94 IEEE 80-2000
K_s	Factor de separación para el voltaje de paso	1,089	Formula 94 Pag. 94 IEEE 80-2000
	EVALUACION DE RESULTADOS		
1	¿La resistencia de puesta a tierra R_g obtenida es menor que la resistencia requerida?	*SI, el diseño cumple con el requerimiento*	
2	¿Es GPR menor que el voltaje de contacto tolerable?	*SI, el diseño cumple con el requerimiento*	
3	Bajo condiciones de falla, ¿Es el voltaje de malla (E_m) menor que el voltaje de contacto tolerable (E_t)?	*SI, el voltaje de malla cumple con el requerimiento*	
4	Bajo condiciones de falla ¿Es el voltaje de paso (E_s) menor que el voltaje de paso tolerable (E_{s50})?	*SI, el voltaje de paso cumple con el requerimiento*	

Por tal motivo se propone un sistema rectangular con 4 varillas y cable 1N° 2/0 AWG con soldadura exotérmica, este SPT se conecta al tablero principal de baja tensión y el cual será el punto de conexión del sistema solar. Se utiliza cable N°8 AWG del inversor hasta el tablero, y el cable N°6 AWG del tablero hasta la malla.

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Estos cálculos no fueron evaluados, debido a que es una instalación de uso final, adicionalmente, teniendo en cuenta que un sistema de generación PV, la corriente no aumenta proporcionalmente a la demanda instantánea de las cargas, por el contrario esta depende es la directamente de la condiciones instantáneas de la radiación y la temperatura, por lo cual, la corriente máxima se determina por los datos de placa del inversor o los módulos PV, lo cual solo se alcanza en pequeños lapsos de tiempo.

Finalmente, los costos de la energía eléctrica serán los consumos generados por las cargas dependiendo su uso y el tiempo de operación, los cuales serán facturados por el OR, sin embargo, teniendo en cuanta la implementación de la planta PV bajo la modalidad AGPE con entrega de excedentes, los costos de energía eléctrica consumida de la red eléctrica convencional tienden a disminuir significativamente.

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.

Para la verificación, se tiene en cuenta la capacidad de los conductores conforme a la capacidad de interrupción de las protecciones, y así protegiendo adecuadamente la instalación. Los conductores se escogieron de acuerdo con su ampacidad por temperatura a 60°C si la corriente a conducir es menor o igual a 100A, y a 75°C si la corriente es mayor a 100A, esto calculado de acuerdo con los equipos y cargas calculadas. Para la selección de los conductores se tuvo en cuenta el nivel de aislamiento presentado en la Tabla 3.10.16 de la NTC 2050.

l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

Para el montaje de del sistema fotovoltaico se utilizan estructuras soportadas en aluminio, las cuales ofrecen una fácil instalación y alta compatibilidad. En planos se especifican los esquemas de construcción, y para la estructura soporte de los paneles solares, se describe a continuación los elementos que lo componen:

COMPONENTES DE LA ESTRUCTURA

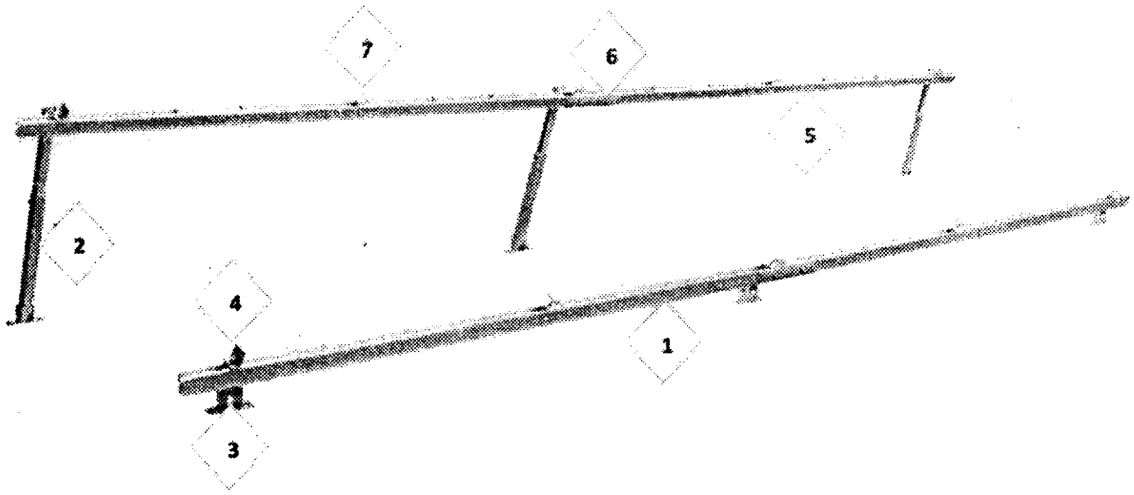
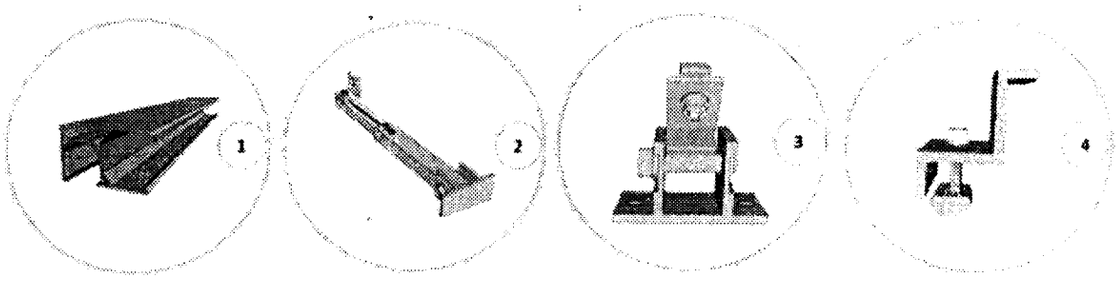
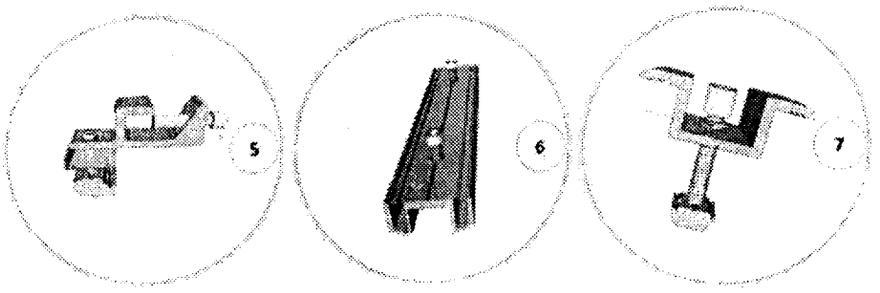


Ilustración 1. Componentes para montaje de paneles solares





ESTRUCTURA SOPORTADA EN ALUMINIO ANODIZADO DE 2.4M (PARA 2 PANELES)

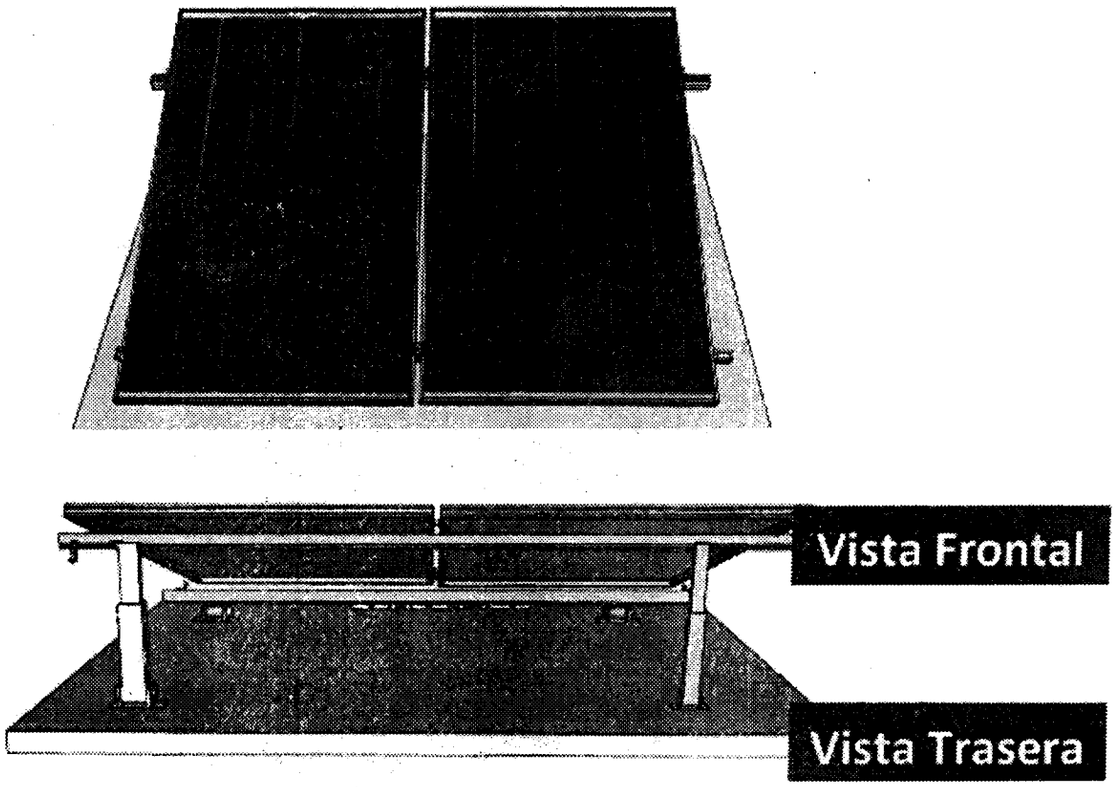
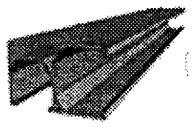
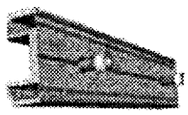
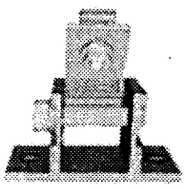
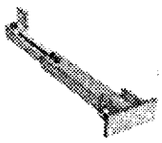
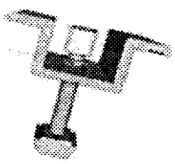
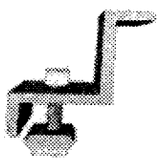
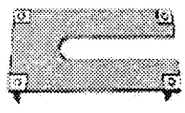


Ilustración 2. Vistas de estructura para paneles soportada en aluminio anodizado

A continuación, se describen la cantidad de elementos a utilizar para la construcción de la estructura para el soporte de los paneles solares del proyecto.

IMAGEN	ARTICULO	PESO(KG)	CANTIDAD PARA LA INSTALACION	DESCRIPCION

	Riel de aluminio anodizado (4700 mm)	3.4	17	Un componente ubicado en la parte posterior del módulo, a una distancia mínima equivalente a dos celdas desde el marco del módulo tanto en la parte superior como inferior, asegurando la correcta posición del riel para facilitar su acoplamiento con las ranuras de los demás elementos.
	Unión de perfil (riel de aluminio)	0.06	18	Si se instalan más de dos estructuras en riel, este componente se vuelve indispensable, ya que sirve para conectar dos estructuras. Se coloca al final de cada riel y luego se ajusta correctamente.
	Grapa delantera ajustable. con almohadilla de goma. Puede utilizarse también la L Feet o LClamp (Para este caso se utilizará la LClamp)	0.3	28	Este componente debe instalarse en la parte inferior del módulo, asegurándose de que la pieza móvil con un ángulo de 90 grados y la pieza de anclaje queden posicionadas dentro de la ranura del riel.
	Pata trasera ajustable Reforzado 15-30°	0.9	0	Este componente se instala en la parte superior del módulo, asegurando que la pieza móvil con un ángulo de 90 grados, ubicada en la parte inferior, quede alineada con el perfil de aluminio de la pata trasera. Es importante considerar la orientación de la pata para facilitar el

				empalme con la pieza de anclaje, que debe insertarse en la ranura del riel.
	Abrazadera intermedia de 35mm	0.06	52	Estos componentes se instalan en la parte central entre dos módulos, tanto en la unión superior como en la inferior. Se debe respetar la alineación con la abrazadera final (end clamp) y mantener una distancia mínima de dos celdas desde el marco del módulo en los lados superior e inferior.
	Abrazadera final de 35mm	0.05	12	Este componente se instala al final de cada riel, tanto en la parte superior como en la inferior, con el propósito de asegurar y fijar los módulos fotovoltaicos, evitando cualquier deslizamiento.
	Lug de puesta a tierra	0.03	0	Este componente es fundamental para el aterrizaje a tierra del sistema. Se instala de forma perpendicular al final del riel. Es necesario colocar uno de estos componentes por cada "string" o rama del sistema.
	Grapa de puesta a tierra o Ground Lug	0.005	29	Se coloca debajo de la abrazadera central (middle clamp), entre el marco del módulo y el riel, con el propósito de garantizar la continuidad eléctrica entre ambos materiales de aluminio.

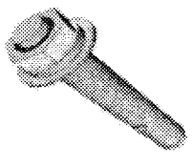
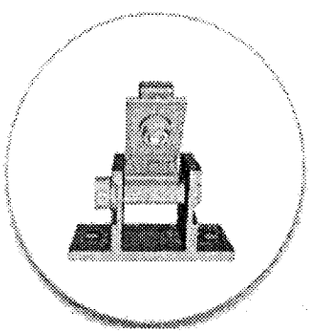
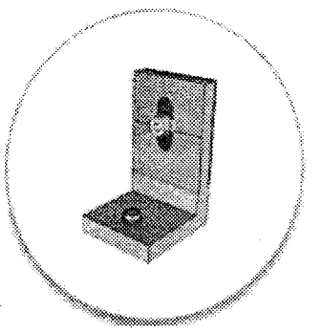
	Tornillo Autoperforante	0.07	60	Elemento de expansión utilizado para asegurar los elementos de sujeción.

Tabla 4. Elementos de **Sujeción** para soporte de paneles solares.

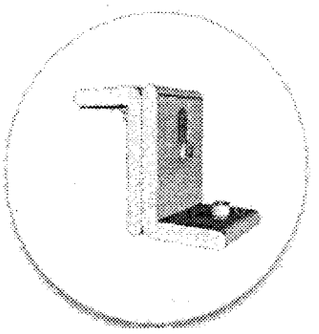
Cabe resaltar que, para montajes de estructuras en techos planos, se puede reemplazar la grapa delantera ajustable por una abrazadera tipo L.



Grapa delantera ajustable



Abrazadera tipo ''L feet''



Abrazadera tipo ''L foot''

Ilustración 3. Tipos de abrazadera para montaje de paneles en riel

CRITERIOS POR CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Para el diseño se debe considerar al menos lo siguiente:

- Ubicación donde se instalará el sistema fotovoltaico.
- Orientación e Inclinación de los paneles fotovoltaicos.
- Tipo de soporte para los paneles fotovoltaicos.
- Condiciones del suelo o techo donde se ubicarán los soportes.
- Espacio o superficie disponible en metro cuadrado (m^2).
- Radiación solar del lugar.
- Evaluación de posibles sombras.
- Condiciones generales donde se vaya a ubicar.

PROCEDIMIENTO:

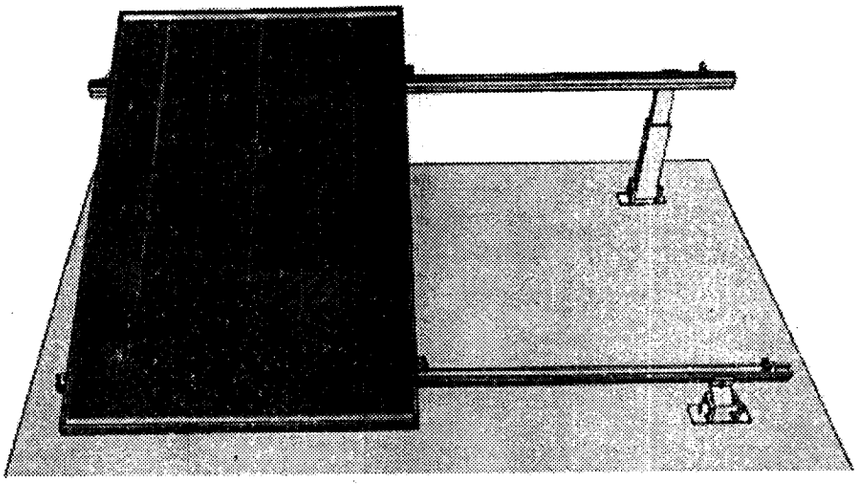
1. Mediciones iniciales:
- Determinar las dimensiones del espacio.
- Colocar las patas delanteras y traseras en un rango vertical de 1.20m a 1.70m.
- Ubicar las patas a 0.5m de los extremos del riel, ajustándose a las dimensiones del módulo y riel.

2. Techos inclinados:
- Las patas traseras se sustituyen por patas delanteras.
- Se respeta el mismo número de patas.

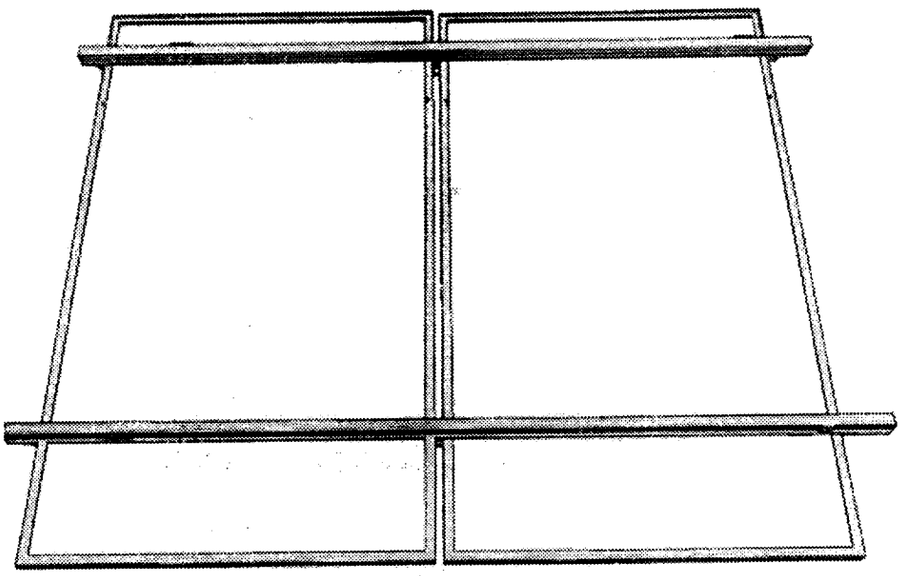
3. Uso de componentes adicionales:
- Si hay más de una estructura, se utiliza una unión de riel para unir los rieles.

4. Perforaciones y fijaciones:
- Hacer perforaciones con una broca de 1/2 pulgada.
- Aislar los orificios con silicón.
- Colocar taquetes expansivos M8X60.
- Colocar las patas correspondientes.
- Usar un pedazo de caucho o neopreno entre las patas y la superficie antes de fijarlas.

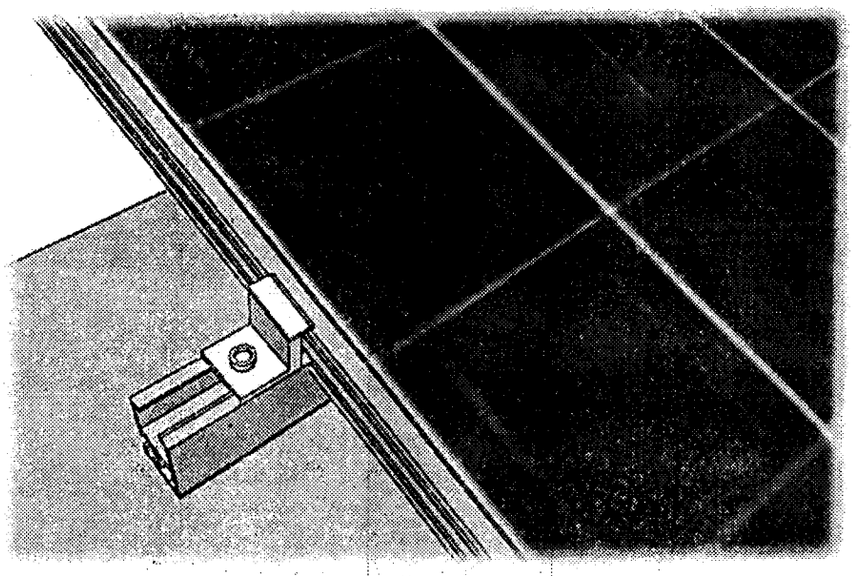
5. Colocación del riel:
- Después de fijar las patas, se colocan los rieles en la parte alta y baja de la estructura.



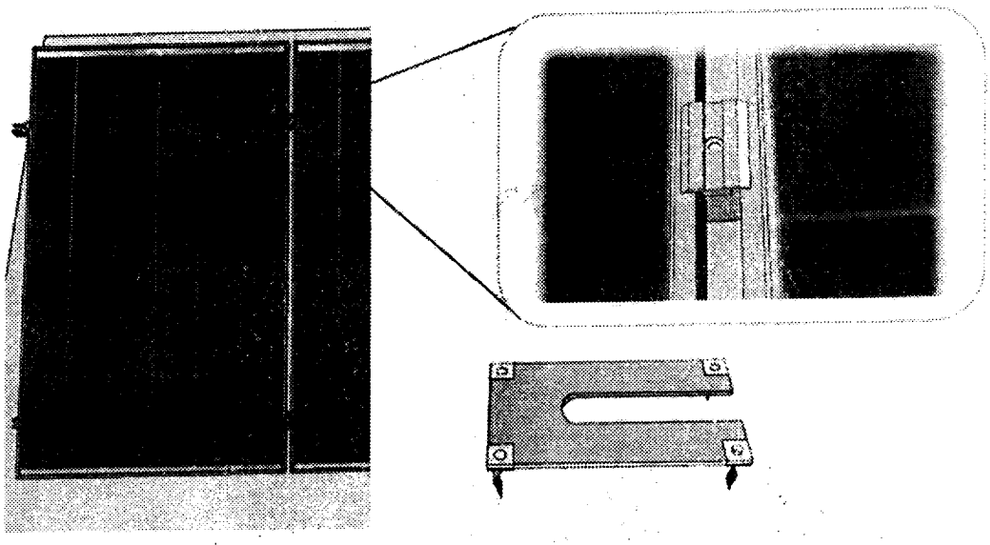
Instalar los módulos sobre los rieles, asegurándose de considerar la orientación del sistema fotovoltaico. La caja de diodos de protección debe ubicarse en la parte superior, hacia el lado de la pata ajustable trasera.



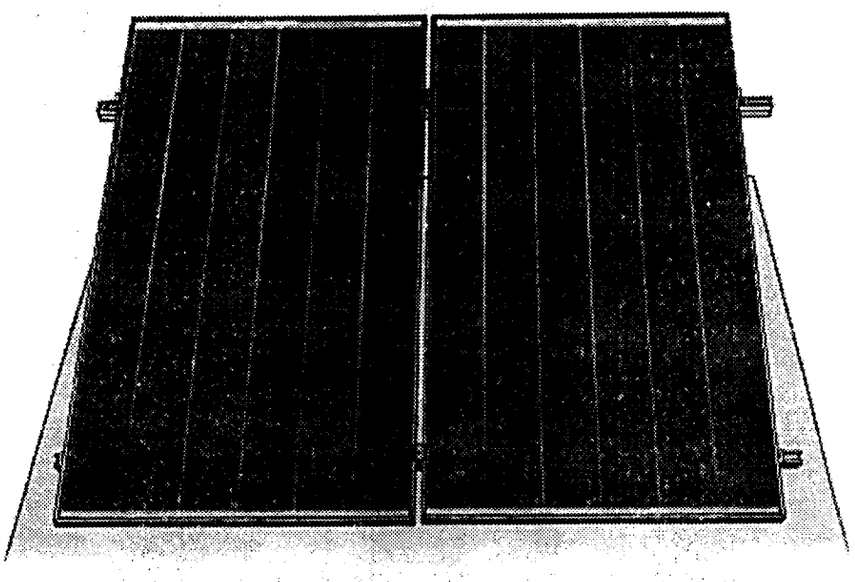
Coloque o ajuste la abrazadera final en las partes superior e inferior del riel y asegúrela. Después de instalar el primer módulo, utilice una llave Allen de 6 mm, que es indispensable para todos los elementos de la estructura.



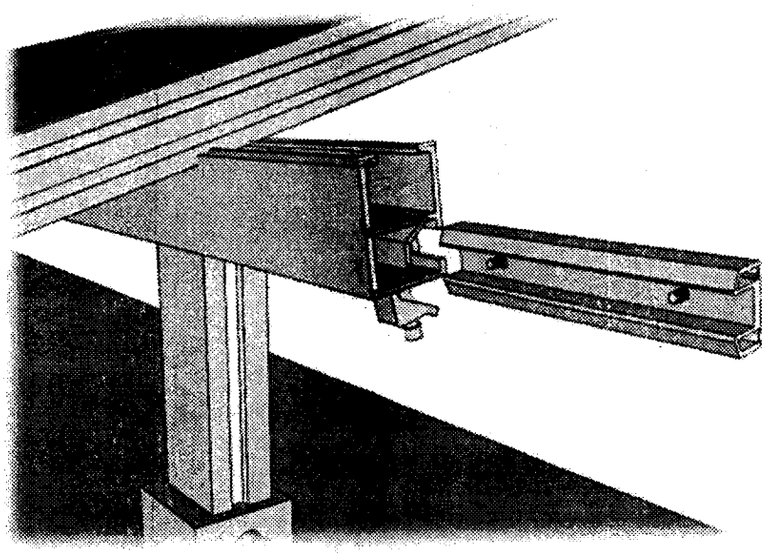
Desplace el siguiente módulo hacia un costado del primero y, a continuación, instale o ajuste la abrazadera central. Una vez colocada la abrazadera, proceda a instalar el clip de conexión a tierra en el mismo lugar.



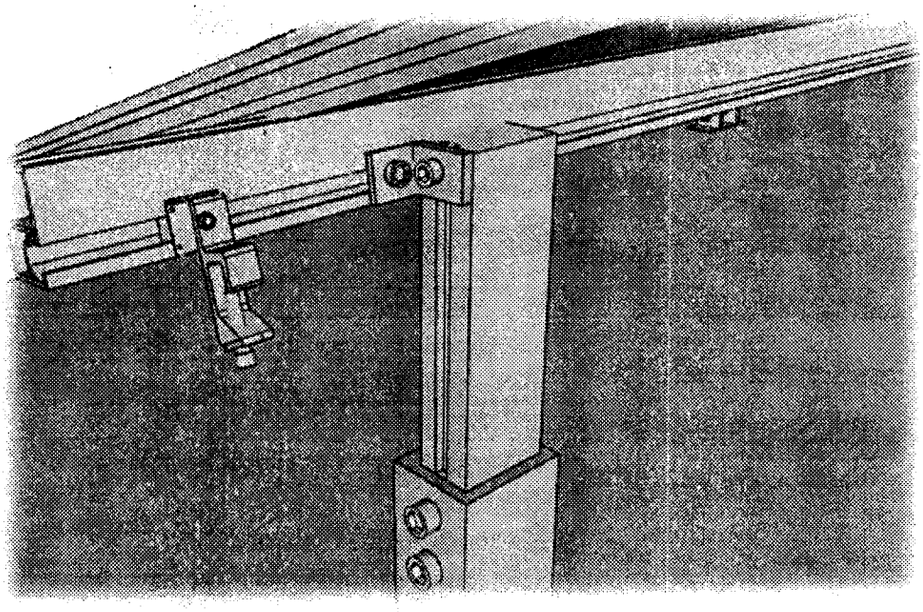
La instalación de la abrazadera central y el clip debe realizarse antes de colocar el módulo, ya sea deslizándolos a lo largo del riel o fijándolos con tornillos. Este procedimiento debe repetirse según el tipo de estructura, ya sea de 2 metros para dos módulos o de 4 metros para cuatro módulos. Las terminales del clip se conectan y empalman con el riel. Finalmente, coloque o ajuste la abrazadera final en las partes superior e inferior del riel, asegurándola después de instalar el último módulo. Esto garantiza que los módulos queden firmemente sujetos y evita cualquier desplazamiento.



Si se tienen varias estructuras conectadas entre sí, es necesario emplear un empalme de riel por cada conexión. En otras palabras, se utilizará un empalme para unir dos estructuras a través del mismo riel.



Instale el tope de tierra en la parte superior del riel, asegurándolo correctamente. Este componente es esencial para garantizar el aterrizaje a tierra del sistema y debe colocarse de forma perpendicular al final del riel. Se debe colocar un tope de tierra por cada string o cadena del sistema.



CONEXIÓN DE MC4

MC4 son conectores eléctricos de un solo contacto utilizados para la conexión de módulos fotovoltaicos. Las siglas MC4 significan Multi-Contact y un 4 para el pin de contacto de 6mm (diámetro). Se recomienda que todos sus componentes sean ensamblados igual al esquema que se muestra, para evitar posibles arcos eléctricos. Cuando el pin es colocado en el Coupler body se tiene que escuchar un click donde se asegura que el pin fue ensamblado correctamente. De igual forma, se tiene que escuchar un click en el momento en el que el conector positivo y el negativo estén correctamente ensamblados entre sí.

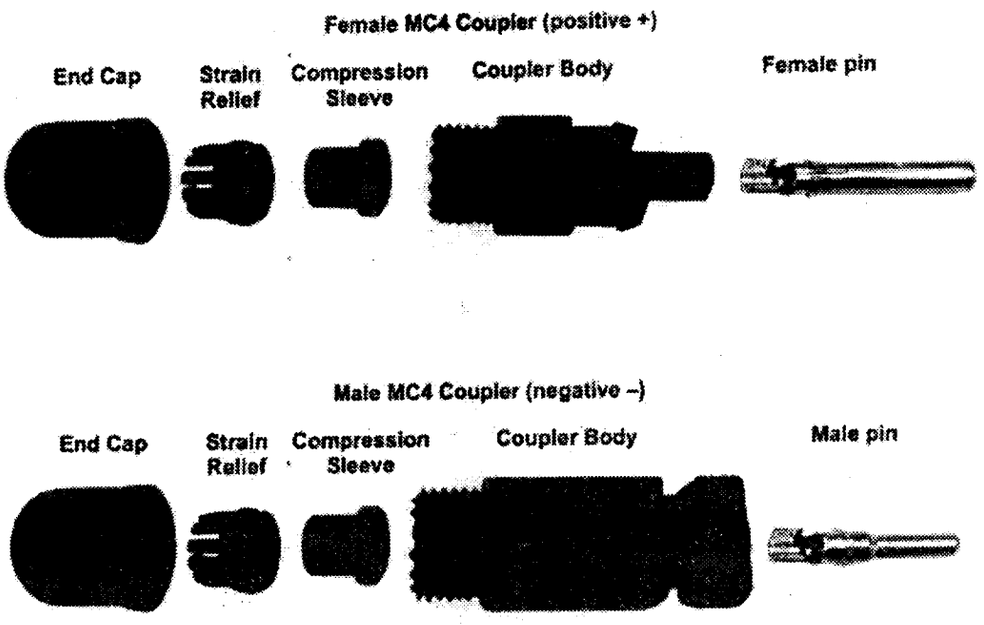


Ilustración 4. Esquema de conexiones para conectores MC4 Macho y Hembra.

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

Para determinar la selección de las protecciones, según la potencia de los módulos PV, a continuación, se describe el proceso:

• ZXM8- TPLDD132 SERIES

Basado en la NTC 2050 – Sección 690-9A, teniendo la corriente de corto circuito del módulo, se calcula la protección a utilizar en el gabinete en DC, determinándose así:

Protecciones de sobre corriente:

Para el sistema fotovoltaico de lado DC se utilizarán fusibles como medida de protección contra sobre corrientes, y estos no deben ser menores al 125%, según la NTC 2050 – Sección 690-8a. Por lo tanto:

$I_{PTM} = I_{MAX} * 25\%(MPPT)$

$I_{PTM} = I_{MAX} * 1.25$

$I_{PTM} = 18.27 * 1.25 = 22.83A \approx 25A$

Dados los cálculos, se seleccionan fusibles de 2x25A (+),(-) y 1000Vdc para cada cadena o string de paneles. Siendo un total de 2 fusibles de 2x25A para todo el sistema.

Para determinar la selección de las protecciones el conjunto de inversores (AC) se toma como base la corriente de salida de cada inversor:

• HI-12K-DL.

Teniendo en cuenta la corriente a la cual trabaja el inversor el interruptor termomagnético estará dado por la corriente máxima de este, multiplicado por un factor de seguridad del 1.25.

$$I = \frac{10000}{220}$$

$I = 55\text{A} * 1.25$

$I = 68.75A$

Por lo tanto, se decide instalar una protección termomagnética AC de 2*70A industrial para el inversor. Este valor se escoge por temas de comercialización y es el más cercano a la corriente calculada.

n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

Basados en lo establecido en las tablas 1 – 5 del Capítulo 9 de la NTC 2050, se realiza la selección de las canalizaciones:

Canalización DC – AC.

- DC

TRAMO: PANELES - INVERSOR			
Tabla 1 - Tabla 5 Capitulo 9 NTC 2050	Tubo Conduit PVC E IMC Ø3/4"	Tubo Conduit IMC Ø3/4"	Cable XLPE 2N°6mm²
1	10.52%	344.2mm2	36.2mm2
2	10.52%	344.2mm2	36.2mm2
**Sección calculada a partir de la ficha técnica del fabricante, debido a que la tabla 5 del capítulo 9 de la NTC 2050 no menciona la referencia XLPE. Para más de dos conductores, el llenado máximo permitido es 40% del área de la tubería.* *Se debe tener en cuenta que se toma de ejemplo el tramo de solo 2 cadenas de paneles. Por tanto, se entiende que son 2 cadenas por inversor, siendo un total de 2 cadenas de paneles.*			

Tabla 5. Calculo Tubería DC-AC, para 2 cadenas de paneles con su respectiva puesta a tierra.

- AC

TRAMO: INVERSOR DE DISTRIBUCION A TABLERO PRINCIPAL DEL MICROACUEDUCTO			
Tabla 1 - Tabla 5 Capitulo 9 NTC 2050	Tubo Conduit PVC O EMT Ø1 1/4"	Tubo Conduit PVC O EMT Ø1 1/4"	Cable THHN-2 2N4°3F+ 1N°4 AWG
Tablero de distribucion	15.42%	536.7mm2	82.73mm2
**Sección calculada a partir de la NTC 2050. Para más de dos conductores, el llenado máximo permitido es 40% del área de la tubería.*			

Tabla 6. Calculo Tubería de inversor a tablero AC, con su respectiva puesta a tierra.

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

Las pérdidas de energía no son tenidas en cuenta debido a que, el factor de potencia del inversor según fichas técnicas es >99% (1 aprox) y para armónicos THD <3%.

p. Cálculos de regulación de tensión.

Cálculo de caída de tensión DC

Para este caso, se describen los cálculos de la caída de tensión en los conductores que conforman cada una de las cadenas; sin embargo, para efectos de este documento, solo se van a reflejar los cálculos para la distancia más crítica de la instalación, como lo es el string o cadena que está más alejada del cuarto eléctrico donde se encuentra el inversor.

Teniendo en cuenta la corriente de máxima potencia del módulo:

$I_{mp} = 17.29A$

$V_{mp} = 40.5V$

$10\ AWG\ XLPE = 6mm^2$

Siendo 10 módulos de 40.5V:

La distancia es de aproximadamente 5m al inversor, (distancia total).

$$R = \rho * \frac{l}{A_T}$$

Siendo R la resistencia, p la resistividad del cobre $\Omega * \frac{mm^2}{m}$ a temperatura ambiente 25° (siendo este de 0.018), l la distancia total, y A_T el área en mm^2 del calibre a utilizar.

Reemplazando:

$$R = 0.018 \frac{\Omega mm^2}{m} * 5m * \frac{1}{6mm^2} = 0.1\Omega$$

Aplicando la ley de Ohm.

$V = I * R$

$V = 17.29A * 0.1\Omega = 1.72V$

Al estar los 10 módulos en serie su voltaje es de 405V.

$$\%Caída\ de\ tensión = \frac{1.72V}{405V} = 0.04\%$$

Para el tramo más crítico de las conexiones se observa una caída de voltaje menor a 4% el cual es el valor máximo permitido para este tipo de instalaciones. Por lo tanto, el calibre a utilizar cumple con los parámetros establecidos.

Cálculo de caída de tensión AC.

En el caso de la caída de tensión en AC, se tiene en cuenta la distancia desde el tablero de distribución 220/240 del inversor hasta el tablero principal existente. De la cual se estima una distancia aproximada de 3 metros.

$I = 91A$

$V = 220V$

$f.p = 0.9$ (Transformador)

$l = 3m$

$4\ AWG = 8.00\ mm^2$

Resistividad del cobre = $0.018\ \Omega * \frac{mm^2}{m}$ a temperatura ambiente 25°.

$$V\% = \frac{\rho * l * I * \text{f.p}}{Sección\ del\ conductor * V}$$

$$V\% = \frac{0.018 * 3 * 91 * 0.9}{8.00 * 220} = \frac{4.42}{1700} = 0.026\%$$

Para el tramo de conexión desde el tablero nuevo hasta el existente las conexiones se observa una caída de voltaje menor a 4% el cual es el valor máximo permitido para este tipo de instalaciones. Por lo tanto, el calibre a utilizar cumple con los parámetros establecidos.

CAIDA DE TENSION ZONA CRITICA PANELES A INVERSOR			
CALCULOS DC: PUNTO CRITICO STRING		**DATOS DE PLACA**	
ρ Cobre [CU]	$0.018\ \Omega\ \frac{mm^2}{m}$ *	PV [W]	700
ρ Aluminio [AL]	-	Vmp [V]	40.5
Longitud Cable [m]	5	Imp [A]	17.29
Corriente Cortocircuito (Isc) [A]	18.27	Voc [V]	48.3
K Constante	2	Isc [A]	18.27
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	48.3	CAIDA DE TENSION %	
Voc Total [V]	405		
N° Módulos en serie	10	0.04%	
N° Módulos en paralelo	0		
Sección Transversal [mm²]	6		
K %	100		
CARACTERISTICAS DEL STRING			
N° Modulos en Serie	10		
Potencia Arreglo [W]	7000		
Voltaje Total (Vmp) [V]	405		
Corriente Total (Imp)	17.29		

Tabla 7. Cálculo de caída de tensión en DC.

CAIDA DE TENSION DE LADO AC	
CALCULOS AC: TABLERO A TABLERO	**CAIDA DE TENSION**

ρ Cobre $[\Omega * \frac{mm^2}{m}]$	0.018	$V\% = \frac{\rho * l * I * f.p}{Sección\ del\ conductor * V}$

ρ Aluminio [AL]	-	0.026%
Longitud Cable [m]	3	
Corriente máxima (Imáx) [A]	91	
Factor de potencia (f.p)	0.9	
Red trifásica (si aplica)	NO	
Nivel de tensión [V]	220	
Sección transversal del cable mm²	8.00	

Tabla 8. Cálculo de caída de tensión en AC.

q. Áreas clasificadas como peligrosas.

No aplica. No existe acumulación de gases, ni existen condiciones peligrosas que permitan categorizar la instalación como tipo especial.

r. Diagramas unifilares.

Anexos, Diagrama Unifilar en hoja completa tamaño A4.

s. Planos eléctricos para construcción.

Los planos o diseños eléctricos elaborados se encuentran en formato .DWG adjuntados en el proyecto.

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.

Se recomienda la implementación de un sistema de ventilación forzada y cruzada, con el fin de mejorar las condiciones de trabajo del conjunto inversores dentro del lugar destinado para la ubicación equipos,

permitiendo mantener el cuarto eléctrico fresco, mejorando así, las condiciones para la disipación de calor de los equipos.

u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

No aplica, debido a que no se tiene redes energizadas en sitio. Sin embargo, queda anexada dentro de los detalles del plano las distancias de seguridad requeridas por el RETIE para tableros de baja tensión.

v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

No aplica. No hay ninguna desviación técnica de la normatividad o reglamento técnico vigente.

w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

No aplica. El diseñador queda exonerado de cualquier responsabilidad si estos cálculos y distribuciones son alteradas o modificadas sin autorización previa escrita en su diseño original, por parte del cliente, terceros o si la construcción no se hace de acuerdo con el diseño.

x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

DIMENSIONAMIENTO GENERAL

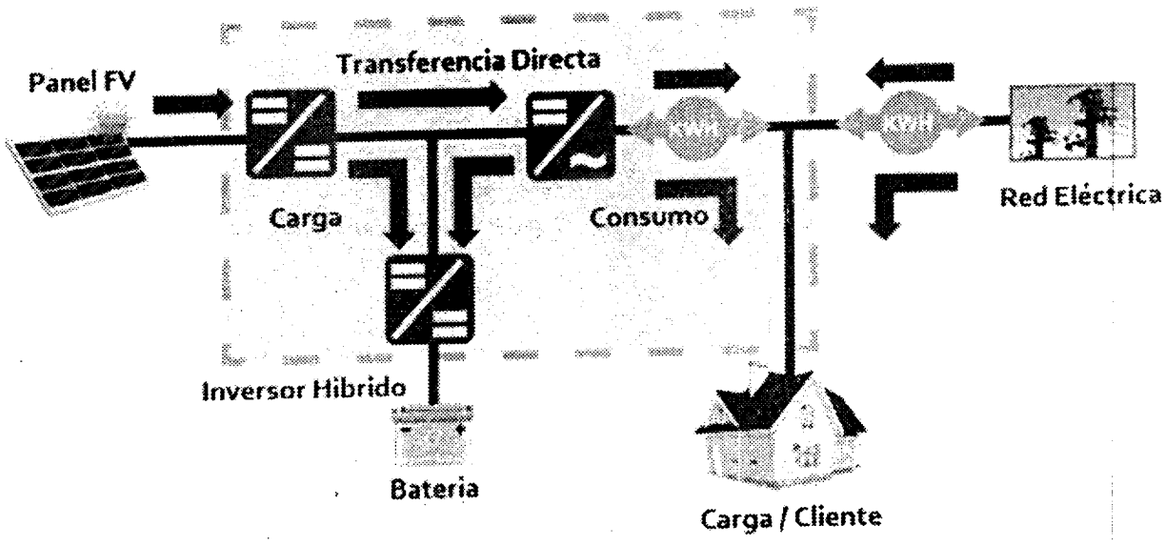


Ilustración 5: Sistema Hibrido

Como dato de partida para este sistema, se tuvo en cuenta el área disponible para la instalación de este sistema dentro de la entidad, por tanto, lo que se busca es aprovechar la mayor cantidad de espacio disponible y teniendo en cuenta también la capacidad del transformador. Se conocen los consumos de la entidad (facturas de energía), los cuales se muestran en la tabla 1, relacionando estos datos; se plantea la planta de generación fotovoltaica para un uso racional de la energía de los equipos que se van energizar, esto para poder tener una relación técnico-económica coherente y sostenible. Sumado a esto, además de que el sistema puede funcionar en simultaneidad con la red eléctrica del operador. Sumado a esto, para los siguientes cálculos se anexa la factura de energía de la entidad (Ver anexos).

Consumo de energía promedio semestral de la entidad.

CONSUMO MENSUAL	
MES 1	373
MES 2	745
MES 3	169
MES 4	150
MES 5	433
MES 6	1252
PROMEDIO	**529**
CONSUMO DIARIO	**16,88**

Tabla 9. Consumo promedio de la entidad según facturas de OR

El dimensionamiento estará basado en los datos entregados por la meteorología y superficie de la IDEAM, que para el municipio de Galeras tiene como promedio de irradiación de 5-5.5 horas sol, por tal motivo se tomara el valor de 5 para efectos del cálculo.

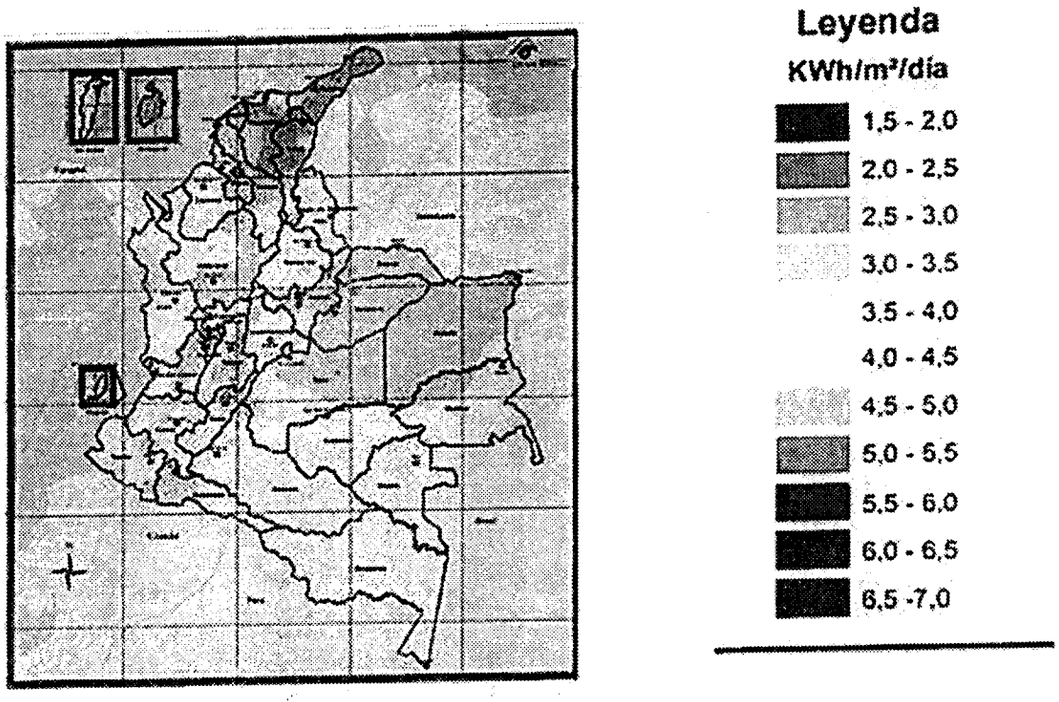


Ilustración 6. Irradiación en Colombia FUENTE: IDEAM

Teniendo en cuenta los datos anteriores se calcula el número de paneles solares teniendo en cuenta la potencia por panel de 700W y un factor de seguridad del 60%

$$N_{total} = \frac{E * 1.6}{P_{panel} * h}$$

Donde E es la energía diaria consumida en vatios hora/día y h es la irradiación de la zona:

$$N_{total} = \frac{16.88 * 1000 * 1.6}{700 * 5} = 7.7$$

$$N_{total} = 8$$

Se implementa una Sistema solar con 20 paneles de 700W, esto debido a que, aunque según los cálculos se necesitan 8 paneles, se plantea utilizar la totalidad disponible en piso (área en planos). Esto, en términos de eficiencia es beneficioso, ya que se podría suplir mucha más energía durante las horas pico de sol y se puede exportar los excedentes a la red. Teniendo en cuenta esta información, se calcula la potencia pico del Sistema PV.

$$P_{pico} = \frac{20 * 700}{1000} = 14$$

$$P_{pico} = 14kWp$$

Ahora, se calcula la potencia mínima del inversor:

$$Potencia\ mínima\ en\ inversores = \frac{Potencia\ sistema}{Factor\ de\ seguridad} = \frac{14000W}{1.25} = 11200W$$

Se requiere para los inversores una potencia de 11200W, para esto, se implementa 1 inversor de 12KW teniendo en cuenta potencia máxima admisible (potencia pico) sin ser sobrecargada por encima de lo recomendada por el fabricante.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se pretende realizar un sistema de autogeneración a pequeña escala en la **MICROACUEDUCTO RURAL DE PUERTO FRANCO con NIC 5009758**, para cubrir la energía consumida por la entidad.

Actualmente el consumo energético la entidad es de 529 kWh/Mes en promedio, siendo así, mediante la implementación de la planta solar se pretende generar 2100 kWh/mes promedio, teniendo como soporte las simulaciones (ver anexos) con los parámetros del sistema y Puerto Franco, brindando como aporte un 100% de ahorros en los costos operativos por parte del operador de red AFINIA. Teniendo en cuenta ciertas perdidas y que en horas de baja irradiación el operador de red cubre lo que la generación fotovoltaica no pueda suministrar.

2. LOCALIZACION DEL PROYECTO

El proyecto de autogeneración Fotovoltaica de 14kWp se localiza en las coordenadas geográficas 9° 5'59.31"N, 74°52'45.89"O, Puerto Franco, Sucre.

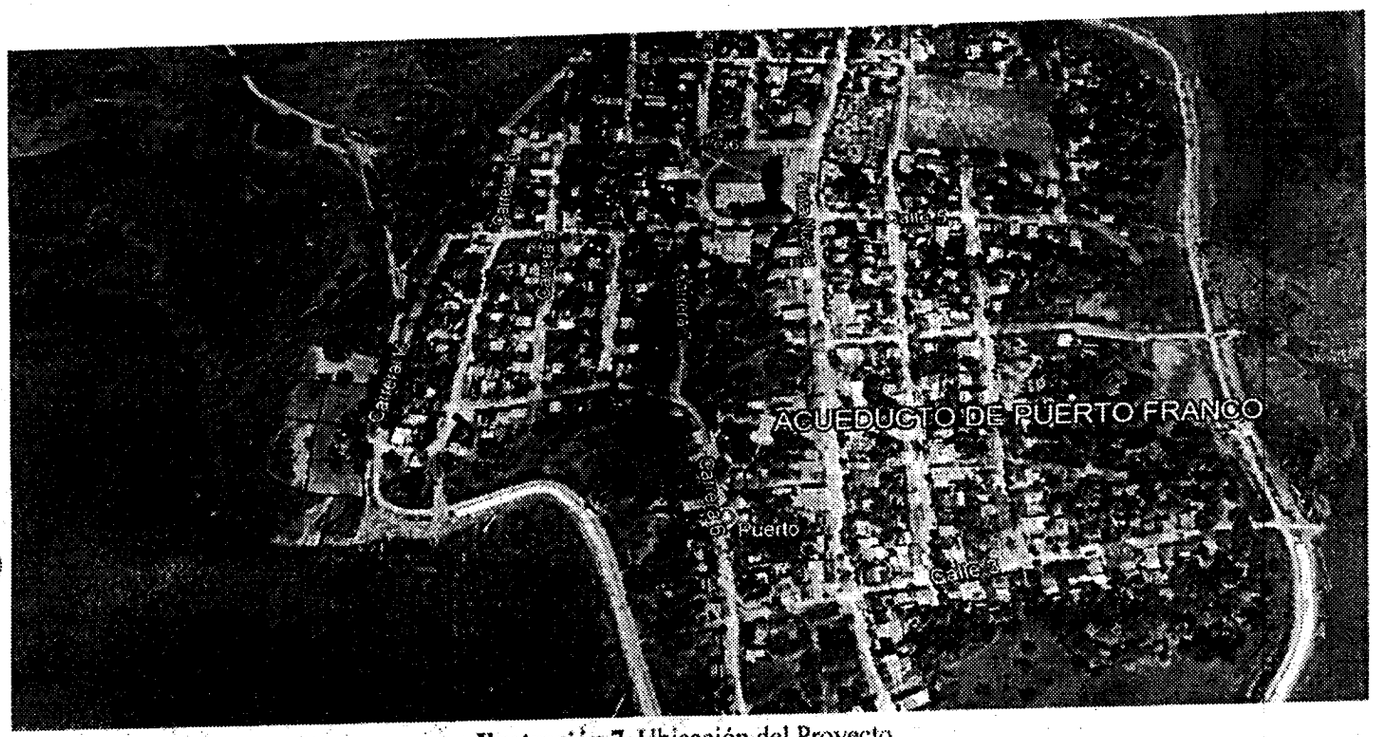


Ilustración 7. Ubicación del Proyecto.

3. OBJETO.

Detalle al diseño de un sistema solar fotovoltaico de 14kWp en las instalaciones de Microacueducto Puerto Franco, Galeras, Sucre. Colombia.

4. CONSTRUCTOR DE OBRA.

No aplica dentro de la fase de diseños y planteamiento del proyecto.

5. CARACTERÍSTICA DE LA CARGA.

La alimentación de los tableros corresponde a circuitos auxiliares, luces y tomacorrientes, las cargas principales son cargas no lineales como computadores, cámaras y o electrodomésticos.

6. PROYECCIÓN DEL SISTEMA PV.

Teniendo en cuenta el punto de conexión seleccionado (PC) y el área disponible en piso, se agrupan el sistema solar de la siguiente forma:

CARACTERISTICAS GENERALES DEL PROYECTO					
MPPT	P. PANEL	#PANELES	P TOTAL	UBICACION	INVERSOR
#1	700	10	7000	PISO	12 KW - #1
#2	700	10	7000	PISO	12 KW - #1

Tabla 10. Conformación del proyecto PV.

7. SELECCIÓN DEL INVERSOR

De acuerdo con los cálculos realizados anteriormente en el dimensionamiento general, disponibilidad de equipos y las características del punto de conexión, para la implementación proyecto se dispondrá de 1 inversor, (Voltaje nominal 220V, 3L+PE). No se implementa un transformador para conectarse al TGBT el cual su funcionamiento es a 220V.

8. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS

- HI-12K-DL

Technical Data	HI-5K-DL	HI-6K-DL	HI-8K-DL	HI-10K-DL	HI-12K-DL
Input DC (PV side)					
Max. PV active power	10kW	12kW	16kW	20kW	24kW
Max. PV input power	6kW	9.6kW	12.8kW	16kW	19.2kW
Max. PV input voltage			500V		
Nominal input voltage			360V		
MPPT working voltage range			90~500V		
Number of independent MPPT / strings per MPPT	2/1	2/1	2/1	4/1	4/1
MPPT max. current	2*20A	2*30A	2*40A	4*30A	4*40A
Start-up voltage			120V		
Output/input AC (Grid side)					
Nominal apparent power	5kW	6kW	8kW	10kW	12kW
Max. apparent power	5.5kVA	6.6kVA	8.8kVA	11kVA	13.2kVA
Nominal voltage			120/240V		
Nominal frequency			50/60		
Rated current	20.8A	25A	33.3A	41.6A	50A
Max. current	22.9A	27.5A	36.6A	45.7A	55A
Power factor			>0.99(0.8lead~0.8lag)		
THDi			<3%(Nominal power)		
Grid system (wire)			Split phase/3L/N/PE		
Max AC current from utility grid	60A	70A	100A	150A	150A
Output AC (Back-up)					
Nominal output apparent power	5kVA	6kVA	8kVA	10kVA	12kVA
Max. output apparent power	5.5kVA	6.6kVA	8.8kVA	11kVA	13.2kVA
Nominal output voltage			120/240V		
Nominal output frequency			50/60		
Output THDV			<2%		
Automatic switch time			<10ms		
Battery Input Data					
Battery type			Lead-acid or Li-ion		
Battery voltage range			40~60V		
Max. charging/discharging current	120A	150A	190A	240A	280A
Charging strategy for Li-ion battery			Self-adaptive (3 stages)		
Efficiency					
Max. efficiency			94.5%		
Europe efficiency			93.5%		
Max. battery to load efficiency			93.5%		

Ilustración 8. Datasheet inversores 12-kW.

• PANEL SOLAR 700-W

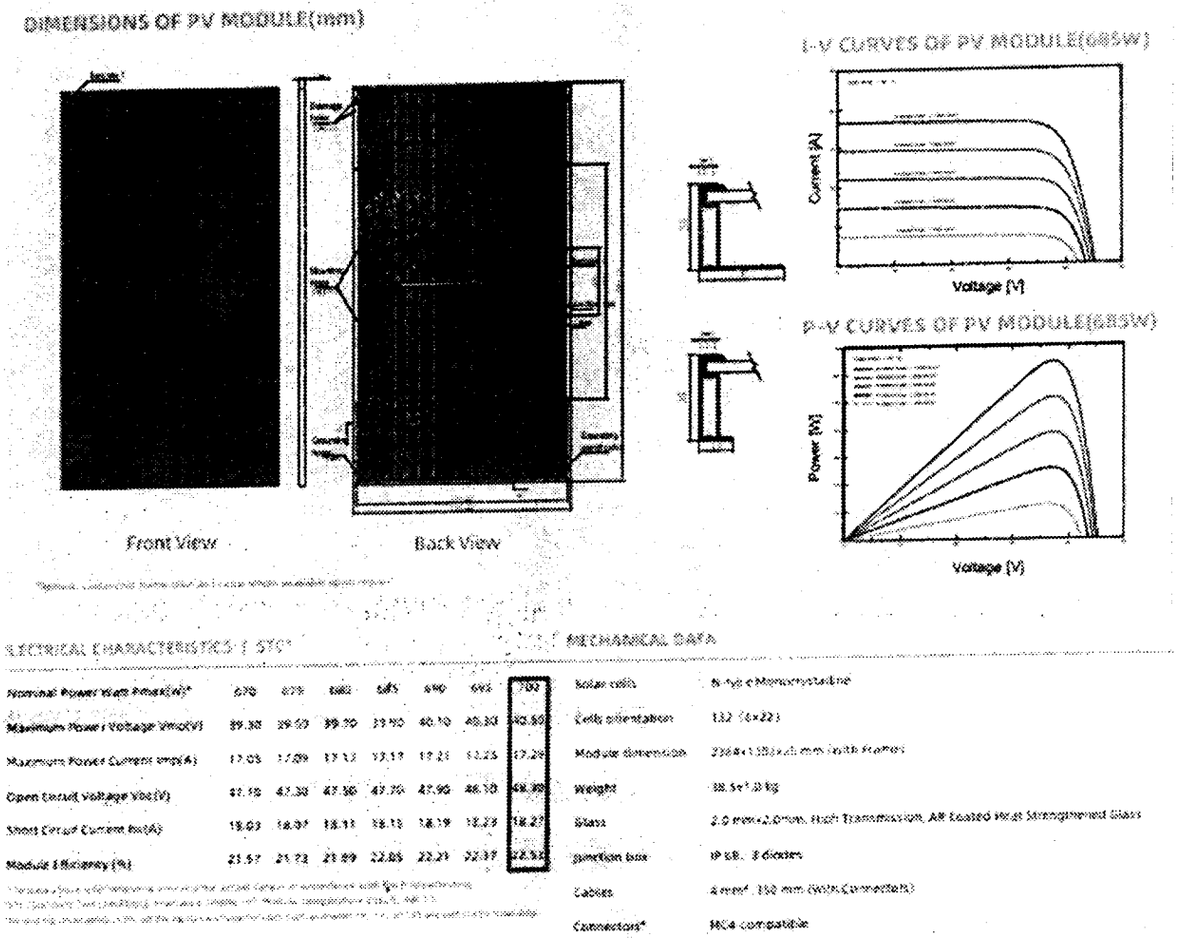


Ilustración 9. Datasheet Panel solar 700W.

9. CONFORMACIÓN DE LAS CADENAS:

De acuerdo con las caracteristicas de los equipos a utilizar, la configuración del sistema se determina de la siguiente manera:

• Ejemplo con el inversor: HI-12K-DL.

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{Voltaje\ máximo\ inversor}{Voltaje\ circuito\ abierto} = \frac{800}{48.3} = 16.56 \approx 17$$

Número de paneles en paralelo:

El inversor por utilizar tiene 2 MPPT con la capacidad de:

Max Isc: 40

Max Imp: 32

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ paralelo\ (Isc) = \frac{Isc\ máx\ MPPT\ inversor}{Corriente\ corto\ circuito\ panel} = \frac{40}{18.27} = 2.18$$

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ paralelo\ (Imp) = \frac{Imp\ máx\ MPPT\ inversor}{Imp\ circuito\ panel} = \frac{32}{17.29} = 1.85$$

Teniendo en cuenta los cálculos anteriores, se decide utilizar 2 MPPT del inversor con 10 en serie. Ahora, debido a que el lugar de instalación es en piso. Es importante aclarar, los inversores se pueden sobrecargar más de su potencia nominal en base a sus características eléctricas en el lado de DC.

- Sistema 1: 20 paneles de 700W y 1 inversor de 12kW conectados de la siguiente manera:
  - Inversor 1:
    - MPPT 1: 10 Paneles en serie (Instalación en piso)
    - MPPT 2: 10 Paneles en serie (Instalación en piso)

Bajo esta configuración se respecta el voltaje máximo de entra del equipo y la corriente máxima permitida por MPPT; además no se sobrecarga los inversores por encima de lo recomendado por él fabricante, por lo cual se garantiza un rendimiento óptimo de los equipos.

Jesus Andres Payares
Ingeniero Eléctrico.
MP. AT 205-172063

ANEXOS.

afinia
Grupo epm

NIC: 5009758

Total a Pagar: $ 26.227.890
Total Mes: $569.990
Próxima fecha de vencimiento: 10/03/2026

No. Facturas vencidas: 63
Saldo anterior: $ 25.657.900
Fecha emisión: 26/02/2026
Documento equivalente No.: 94402602015836
ID. de Cobros: 5009758317 - 11

Datos del Usuario y/o Suscriptor

Titular de Pago
ACUEDUCTO VEREDAL CG GALERAS

Usuario o suscriptor
MUNICIPIO DE GALERAS

Estrato/Clasificación
Com Acu ISencilla N1 | E.Carib

Dirección de suministro
CR 2 CL 3-125
PUERTO FRANCO RURAL
GALERAS
ACUE VEREDAL PUERTO FRANCO

Dirección de Envío
CR 2 CL 3-125
PUERTO FRANCO RURAL
GALERAS
CGTO PUERTO FRANCO

Resumen facturación actual

Periodo facturado 24/01/2026 - 21/02/2026

Energía | Otras Entidades

$ 509.750 + $ 0,00 + $ 60.240,00 + $ 0,00 = $ 569.990

Aviso de suspensión

Suspensión a partir: 11/03/2026

El no pago oportuno de la factura, dará lugar a la suspensión del servicio a partir de la fecha indicada en esta. Contra esta decisión procede el recurso de reposición ante la empresa y en subsidio el de apelación ante la SSPD, dentro de los cinco días siguientes al recibo de esta factura. En caso de padecer una situación de vulnerabilidad que pueda afectar sus derechos fundamentales con ocasión de la suspensión deberá acreditarlo antes de la fecha de suspensión.

Tu seguridad nos importa – Paga tu factura registrándote en nuestra Oficina Virtual en www.afinia.com.co o a través de Afiniapp. Reporta sospechas al 115.

Para mayor información consulta en la última cara

Consumo de los últimos 6 meses (kWh)

373 748 169 150 433 1252 529

Promedio Consumo Diario (kWh): 16,88

Información importante

Cada mes afinia cambia una serie de indicadores de calidad del servicio según lo previsto en el resolución particular de aplicación de régimen. Resolución CREG 025 de 2021.

El Gobierno Nacional, mediante el Decreto Legislativo 517 del 4 de abril de 2020 y la Resolución MME 40130 del 11 de mayo de 2020, creó el programa "Comparte mi Energía" para que usuarios de estratos 4, 5, 6, y sectores comerciales e industriales realicen aportes voluntarios. Puede unirse ingresando a https://afiniar factura.co/Pagar y seleccionando el botón "Aportar" para indicar el monto de su contribución.





1234567890123456 - 4118 - 0002 - 1995 - 002080

Estado de cuenta

No. Facturas Vencidas: **63** Monto: **$25.657.900** Fecha Ultimo Pago: **29/12/2025** Monto: **$144.860**

No. Financiaciones pendientes: **0** Monto: **$0** Tasa por mora vigente: **1,89%**

Monto en reclamo $

NOTA: El monto en reclamo no esta incluido en el total a pagar de esta factura

Calidad del Servicio

Circuito / Transformador

CIRCUITO: SANTA ISABEL [MAGANGUE] **CODIGO: 10908964** **GRUPO CALIDAD: 32**

DIUG.: 0360,00 **FIUG.: 317** **DIU.: 0074,18** **FIU.: 53**

Datos de lectura

Fecha Lectura Anterior: **24/01/2026** Fecha Lectura Actual: **21/02/2026** Dias Facturados: **28**

Medidor	Tipo	Lectura Actual	Lectura Anterior	Factor Multiplo	Consumo KWh
13033129	Activa BT	18129	17610	1	529

Novedad en Lectura: **-0-** Propiedad del Activo: **Empresa** **MEDICION**

Costo unitario $/kWh

G:	288,31
T:	62,97
PR:	107,00
R:	25,54
D:	196,05
C:	204,64
CU:	**896,82**

Datos de consumo

	Tarifa en $/kWh		Consumo kWh	Valor en $
Consumo	[illegible]	x	529	443.414,58
Contribucion	[illegible]	x	529	46.340,40
			Total	509.754

Detalle de conceptos facturados

	Valor ($)
Consumo	**443.414,58**
Contribucion	**46.340,40**
Aproximacion a decenas	**-4,98**

NIC	5009758
Total a Pagar	$ 26.227.890
Total Mes	$569.990
[illegible]	10/03/2026

Otras Entidades

Impuesto Alumbrado Publico	**60.243,90**
Redondeo Facturaciones Ante	**-3,17**
Aproximación a decenas	**-,73**
Valor Total Alumbrado	**60.240,00**

PROYECTO AGPE- MICROACUEDUCTO PALMITAL, GALERAS 6.3KWP.

DIRECCION: MICROACUEDUCTO RURAL DE PALMITAL, GALERAS, SUCRE, COLOMBIA.

DESCRIPCIÓN BREVE: Sistema de conexión solar. ubicado en piso del Microacuducto rural de Palmital, conformado por 9 paneles solares de 700W y 1 inversor de 5KW.

Introducción

El presente documento da respuesta al Libro 3, título 3, artículo 3.3.1. del Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas - RETIE, Resolución 40117 de 02 de abril de 2024, donde se detalla los procesos de ingeniería que intervienen en el desarrollo y construcción de un proyecto en fase de diseño, con el fin de sintetizar y estructurar toda la información previamente obtenida en campo.

Objeto

Dar a conocer los criterios de diseño determinados en los procesos de ingeniería que determinan los lineamientos bases, para la construcción y ejecución del proyecto.

Tabla de Contenido

a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos 6

b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. 10

c. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos. 13

d. Coordinación de aislamiento eléctrico. 15

e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra. 15

f. Análisis del nivel tensión requerido 16

g. Cálculo de campos electromagnéticos. 17

h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga. 17

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra. 17

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. 20

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente. 20

l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación. 21

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A. 30

n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.) 31

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. 32

p. Cálculos de regulación de tensión. 32

q. Áreas clasificadas como peligrosas 35

r. Diagramas unifilares. 35

s. Planos eléctricos para construcción. 35

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares 35

u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas 36

v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. 36

w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas 36

x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.....36

.....44

INTRODUCCION.

En la búsqueda constante de soluciones sostenibles y eficientes para satisfacer las necesidades energéticas, la adopción de sistemas de autogeneración fotovoltaica se ha convertido en una estrategia clave para las entidades públicas. La energía solar, una fuente renovable y limpia, no solo ofrece beneficios medioambientales, sino que también presenta oportunidades económicas significativas. Implementar un sistema de autogeneración fotovoltaica permite a las entidades públicas reducir su dependencia de fuentes de energía convencionales, disminuir los costos operativos y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

El uso de paneles solares para generar electricidad ofrece ventajas múltiples, desde la reducción de la huella de carbono hasta la optimización de los recursos energéticos. La inversión en tecnología fotovoltaica no solo promueve la sostenibilidad, sino que también proporciona una mayor independencia energética y seguridad de suministro. Además, la adopción de estos sistemas puede servir como un modelo a seguir para la comunidad, demostrando el compromiso de la entidad con prácticas responsables y visionarias en la gestión de recursos.

A continuación, exploraremos los detalles técnicos para la implementación de un sistema de autogeneración fotovoltaica en el microacueducto de Palmital en el municipio de Galeras del departamento de Sucre que puede ofrecer a la entidad pública un impacto positivo tanto a nivel ambiental como económico y social.

RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

1. Tipo de Cliente:

Mercado: Nivel 1 – Categoría: Oficial - Mercado regulado.

2. Potencia Máxima Proyectada:

El sistema solar fotovoltaico, se encuentra conformado por módulos solares ZXM8-TPLDD132 SERIES, específicamente el módulo de 700W donde la potencia asociada a cada tecnología se describe a continuación: 9 x 700W = 6,3kWp.

Es importante aclarar, que el conjunto de inversores que conforman el sistema de generación está compuesto por 1 unidad referencia, SUN-5-12K-SG02LP2-US-AM2; para una potencia total 5kW AC con una tensión de trabajo de 220V.

3. Transformador:

El sistema bajo la modalidad de entrega de excedentes a la red, instalado en el Microacueducto Palmital –Galeras, Sucre, Colombia, No se requiere trasformador adicional para la puesta en marcha del sistema de 6,3kWp, debido a que el inversor proyectado en su voltaje de salida es a 220V y el punto de inyección se encuentra a 220V el cual es el nivel de tensión del suministro de energía de la entidad.

4. Líneas y redes de B.T:

A pesar de que el suministro de energía por parte del OR al cliente, se realiza a un nivel de tensión 1, el proyecto solar fotovoltaico tiene proyectado 1 solo punto de conexión con la red eléctrica existente, ubicado en el tablero de baja tensión a 220V. Es importante mencionar, para la entrada en operación de los equipos, se requiere una alimentación (2L + PE).

5. Equipo de Medida:

Teniendo en cuenta que el proyecto a implementar es con entrega de excedentes, basados en la CREG 174 de 2021, se requiere cambio de medidor. Así mismo, teniendo en cuenta el artículo 12 - 14 de la CREG 174 no se debe realizar un estudio de conexión simplificado puesto que la capacidad total del sistema de generación es menor o igual a 100kW.

MEMORIAS DE CÁLCULO DEL PROYECTO

a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Haciendo referencia al título 5 del RETIE 2024, **articulo** 1.5.1.3. Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes. El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables. Teniendo en cuenta esta información, y en base al artículo 1.5.1.4.1 se elabora una matriz de análisis por riesgos con sus respectivas medidas para mitigarlos.

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION O QUEMADURAS (EVENTO O EFECTO)	por	CONTACTO DIRECTO (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(el) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA - RED 220V/240V (FUENTE)

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
Una o más muertes	Daño grave en infraestructura (interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes, interrupcion breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

CONSECUENCIAS

Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación de la alimentación del tablero de protección del inversor de conexión a la red domiciliaria se pueden presentar electrecución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de a seguridad.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día). Daños importantes, interrupcion breve. Sin efecto.

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	***Minimizarlo.*** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por:	ARCO ELECTRICO	(s) o (n):	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/240V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5 MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4 MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)			Regional	3 BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2 BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (al ocasionamiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto		1 MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta		MP:	AT205-172063	Fecha:	8/01/2025			

POSIBLES CAUSAS: Se producen por falta de mantenimiento, conexiones flojas en bornes.

CONSECUENCIAS: incapacidad temporal (>1 día) a personal operativo, Daños severos. Interrupción temporal servicio y Contaminación localizada.

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

CONSECUENCIAS: 3
FRECUENCIA: D
NIVEL DE RIESGO EVALUADO: MEDIO

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	***Aceptarlo.*** Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad. Realizar buenas conexiones, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra	El ingeniero residente diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS)

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar elementos de seguridad a la hora de instalar y poner a prueba las conexiones, como guantes, casco, y gafas de protección. Respetar las reglas de oro.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURA	por:	CONTACTO INDIRECTO	(s) o (n):	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA - RED 220V/240V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5 MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4 MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3 BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2 BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (al ocasionamiento laboral)	Daños leves. No interrupción			1 MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta		MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025			

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad). Daños importantes. Interrupción breve.Efecto menor

FRECUENCIA: No Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	***Aceptarlo.*** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP;	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar elementos de protección, guantes, gafas. Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	SOBRECARGA	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA - RED 220V/240V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

	POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)		Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia Funcional (al acta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

CONSECUENCIAS. Lesión menor (sin incapacidad), Daños importantes. Interrupción breve

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociadas con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores si se requiere.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	CORTOCIRCUITO	(al) o (en)	INVERSOR
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

	POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)			Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupcion breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia Funcional (al acta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin el acto		1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, humedades, equipos defectuosos.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día), Daños severos. Interrupción temporal, Contaminación localizada

FRECUENCIA: No ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS por SOBRECARGA (al) o (el) INVERSOR									
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA					
	En personas	Económicos	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	[redacted]	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (al acta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	[redacted]		1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta				MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad),Daños Importantes Interrupción breve

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
[redacted]	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS por EQUIPO DEFECTUOSO (al) o (el) INVERSOR									
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA					
	En personas	Económicos	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	[redacted]			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta				MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Defectos de Fabrica, Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad) Daños Leves, Interrupción breve y efecto menor

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
[redacted]	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

Tabla 1. Matriz de análisis de riesgo eléctrico.

b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.

Para realizar el análisis de riesgo por descargas atmosféricas y las medidas de protección a utilizar se debe tener en cuenta la NTC 4552, la cual tiene en cuenta las protecciones contra rayos.

Ahora bien, de acuerdo con el artículo 5.2 de la NTC 4552, se realiza aplica la metodología para evaluar el nivel de riesgo y se establecen las medidas de protección.

El resultado de esta evaluación se obtiene de la ponderación de indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que implica un impacto directo o indirecto sobre éste a la estructura.

A continuación, se evalúa el nivel de riesgo:

Tabla 1. Indicador de parámetros del rayo

Densidad de descargas a tierra [Descargas/km^2 - año]	Corriente pico absoluta promedio [kA]		
	$40 \leq I_{abs}$	$20 \leq I_{abs} < 40$	$I_{abs} < 20$
$30 \leq DDT$			
$15 \leq DDT < 30$			
$5 \leq DDT < 15$			
$DDT < 5$			

Severos

Altos

Medios

Bajos

DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA DE LAS PRINCIPALES CIUDADES Y POBLACIONES DE COLOMBIA

Ciudad		Rango de DDT (rayos / km² x año) para áreas de 3 km x 3 km
Arauca	Puerto Inirida	1-2
Barranquilla	Riohacha	
Bogota	San Andrés	
Bucaramanga	San José del Guaviare	
Cali	Tumaco	
Cartagena	Tunja	
Cucuta	Valledupar	
Florencia	Villavicencio	
Ipiales	Armenia	
Leticia	Ibagué	
Mitu	Manizales	
Mocoa	Medellin	
Neiva	Monteria	
Pasto	Ocaña	
Popayan	Santa Marta	
Puerto Carreño	Sincelejo	
	Yopal	
Corozal	Magangue	3-5
Pereira	Turbo	
Girardot		6-9
Barrancabermeja		
Quibdo		10-14
Samana		
El Banco		
Bagre		
Remedios		
La Palma		15-20
Nechi		5-14
Zona rural de Quibdo		5-12
Zona rural de la Palma		10-16
Zona Rural de Samana		20-40
Serrania de San Lucas y Estribaciones		5-16
Magdalena Medio		

Para este caso, se tiene en cuenta el rango de DDT de Corozal, lugar más cercano al proyecto fotovoltaico. Su rango es de 3-5 DDT (rayos/km2 por año) con una corriente pico absoluta promedio de 20kA. Lo que representa un riesgo bajo según la Tabla 1 del indicador de parámetros del rayo.

Ahora bien, hace falta el indicador de gravedad para determinar si es necesario tomar precauciones para las descargas atmosféricas. El cual se basa en la siguiente tabla.

Tabla 2. Indicador de Gravedad

Resultado de la suma de subindicadores de estructura	Indicador de Gravedad
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Media
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Para tener la suma de los subindicadores se tienen en cuenta las siguientes tablas:

Tabla 3. Subindicador relacionado con el uso de la estructura

Clasificación de estructuras	Ejemplos de estructura	Indicador
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales, prisiones	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos	20
D	Estructuras no habitadas	0

Tabla 4. Subindicador relacionado con el tipo de estructura

Tipo de estructura	Indicador
No metalica	40
Mixta	20
Metálica	0

Tabla 5. Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura

Altura y área de la estructura	Indicador
Área menor a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	5
Altura mayor o igual a 25 m	20
Área mayor o igual a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	10
Altura mayor o igual a 25 m	20

Para finalizar, se ponderan los indicadores obtenidos en una matriz de riesgos teniendo en cuenta la tabla 2.

Tabla 6. Matriz de niveles de riesgo

GRAVEDAD / PARÁMETROS	Severa	Alta	Media	Baja	Leve
Severo					
Alto					
Medio					
Bajo					

Nivel de Riesgo de la estructura

	ALTO
	MEDIO
	BAJO

Para el primer subindicador la clasificación de la estructura es de tipo D, ya que se trata de un acueducto siendo su indicador de 0. En el caso del segundo subindicador, se tiene en cuenta que la estructura de los paneles es metálica, por tanto, su indicador sería de 0, y por último el tercer subindicador estaría dentro del rango de menor a 900 m2, y con altura menor a 25 metros, obteniendo así un indicador de 5. El ponderado de estos indicadores sería de 5. Lo que lleva a la conclusión de que el indicador de gravedad es Leve según la tabla 2.

De acuerdo con esto, se toman las acciones recomendadas según la norma, la cual indica:

Tabla 7. Acciones recomendadas según el nivel de riesgo

Nivel de riesgo	Acciones recomendadas
NIVEL DE RIESGO BAJO	SPI para acometidas aéreas
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
NIVEL DE RIESGO MEDIO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
NIVEL DE RIESGO ALTO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
	Plan de prevención y contingencia

Para el caso de un nivel de riesgo Leve, se realiza el cableado y puesta a tierra de acuerdo con la NTC 2050. No se realiza SPI ya que no hay cometidas aéreas.

De la misma manera, se atiende a las características para la selección de los DPS en DC y AC de las tablas E.3 y la tabla E.4 de la NTC 4552-1, para garantizar la vida útil del conjunto de inversores de Conexión a la red se implementan DPS AC a 220V y DPS en DC a 1000V DC para proteger el inversor y a su vez, equipotencializar todos los demás elementos con el sistema de PAT existente. En caso de no cumplir con las exigencias del RETIE se realizarán las adecuaciones requeridas para que este cumpla a cabalidad.

c. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

Cuadro Cargas AC.

CUADRO DE CARGAS AC							
MICROACUEDUCTO PALMITAL – GALERAS							
UBICACIÓN – ZONA: INTERIOR DE LA CASETA TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER				N° DE CIRCUITOS: 1, N° DE FASES: 2, N° DE HILOS: 3, VOLTAJE: 120V/240V			
Descripción	Inversor	Protección (A)	Conductor (AWG)	Potencia (W)	Circuito	L1	L2
Inversor 5 kW	1	2X40	2×6 AWG + N°6 AWG + T°8 AWG	5000	1	X	X
Carga total local (W)				5000			

Fases Cu + Neutro – THHN-2 Inversor a tablero de distribución: 2×6 AWG + N°2 AWG Cu THHN-	**Alimentador Fases Cu + Neutro a tablero principal:** 2×4 AWG + N°4 AWG Cu THHN-2	**Conductor a tierra inversor a tablero de distribución:** 1×8 AWG Cu THHN-2
Protección General(A) por inversor: 2×40 A	**Protección Principal Totalizador (A):** 2×60 A	Tubería: Ø 1" PVC SCH40, EMT o IMC según requiera

Tabla 2. Cuadro cargas AC.

Cuadro Cargas DC.

CUADRO DE CARGAS DC								
MICROACUEDUCTO PALMITAL – GALERAS								
UBICACIÓN – ZONA: INTERIOR DE LA CASETA TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER					N° DE CIRCUITOS: 2, N° DE FASES: 2, N° DE HILOS: 3			
Descripción	Cadena	Protección Fusible(A)	Conductor AWG XLPE	Potencia String (W)	Circuito	Inversor N°1		
Serie de 5 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	3500	1	X		
Serie de 4 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	2800	2	X		
Carga total local (W)				29400				
Cable lado positivo: Cu XLPE 4N°$6mm^2$ AWG		Cable lado negativo: Cu XLPE 4N°$6mm^2$ AWG			Conductor a tierra: Cu THHN/THWN-2 1N°8 AWG			
Protección general por cadena: 25A Fusible		Protección contra sobretensiones: DPS Tipo II 2P 1000Vdc			Tubería por cadena de paneles: Ø 3/4'' PVC, EMT o IMC según requiera			

Tabla 3. Cuadro cargas DC.

d. Coordinación de aislamiento eléctrico.

De acuerdo con el Anexo E de la NTC4552-1, la definición de Aislamiento: "Es la separación de dos o más superficies conductoras por medio de un dieléctrico (incluyendo el aire), ofreciendo una alta resistencia al paso de la corriente." Para el cumplimiento de esta condición, se coordina el aislamiento, teniendo en cuenta la tensión y corriente calculada de cada cadena de los arreglos de los módulos solares, junto con sus conectores, cables y demás elementos; los cuales cuentan con su rotulación y certificación para su uso dentro de los niveles de tensión, de la misma manera se aplica la misma metodología de cálculo de corriente y tensión para el cableado a utilizar en las acometidas de AC. Cabe resaltar que el uso de baterías se tiene en cuenta para alimentar primeramente cargas criticas antes que otras cargas.

e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.

Con la corriente de corto circuito de cada cadena que conforman el arreglo de los módulos solares

fotovoltaicos, se implementan fusibles de 25A - 1000VDC, para cada uno de los arreglos; los cuales cuentan con su respectiva rotulación y certificado de producto. Adicionalmente, para despejar una posible falla a tierra se instala un conductor de puesta a tierra en configuración TT en DC y TNS en el lado de AC, donde el conductor seleccionado 1N°8 Cu AWG THHN-2 para lado DC y 1N°6 Cu AWG THHN-2 para lado AC.

Protecciones de sobre tensiones

DPS: Según se observa en las especificaciones del inversor las protecciones contra sobretensiones son de tipo II, por lo tanto, se selecciona un DPS tipo II contra sobretensiones transitorias inducidas.

Características del DPS Tipo II:

1. Protección contra sobretensiones inducidas: Este tipo de DPS está diseñado específicamente para limitar las sobretensiones que provienen de descargas atmosféricas indirectas o de conmutación en la red, lo cual es ideal para proteger instalaciones de corriente continua (DC) en sistemas fotovoltaicos.
2. Capacidad de corriente de impulso: El DPS Tipo 2 tiene una capacidad de descarga suficiente para manejar las sobretensiones inducidas sin sobrecargar o dañar el sistema.
3. Instalación en el lado DC y AC: En sistemas fotovoltaicos, se instala un DPS en el lado DC (entre los paneles y el inversor) y en el lado AC (entre el inversor y la red) para garantizar una protección completa.

A continuación, se calcula los voltajes límites para las protecciones DPS:

$$V_{oc}DPS = V_{oc\ DEL\ PANEL} * \#Paneles\ en\ Serie$$

$$V_{oc}DPS = 48.3V * 5 = 241.5V$$

Se escoge un DPS de 1000V ya que se espera no superar el valor anteriormente calculado en cada MPPT del sistema. Con esto, se garantiza que se puedan hacer ampliaciones a la máxima capacidad del inversor, y al mismo tiempo, se protegen los MPPT de cada inversor para que no sufran daños por sobretensiones en el sistema.

Se instala 1 DPS tipo II de 2P 1000V por cada cadena del sistema. Siendo un total de 2 DPS Tipo II de 2P 1000Vdc 40kA.

f. Análisis del nivel tensión requerido.

De acuerdo con RETIE, en el Libro 3, titulo 9 "Clasificación de los niveles de tensión", se aplica el siguiente literal:

- d. Baja Tensión (BT): Los de tensión nominal menor o igual a 1.000 V y mayores o iguales de 25 V c.a. o 60 V c.c. Teniendo en cuenta el nivel de tensión del punto de conexión a la red y la salida

del conjunto de inversores, la tensión de operación del sistema es una tensión normalizada 220/240 VAC. Y para el conjunto de paneles, el cual ninguna cadena supera los 1000V.

g. Cálculo de campos electromagnéticos.

No aplica para sistemas cogeneración de energía eléctrica fotovoltaica, debido a que la corriente total a la salida del conjunto de inversores y entregada a las cargas (circuito alimentador), no superan los 1.000A, lo cual sugiere que no se pasarán los umbrales establecidos en el artículo 3.11.1 del RETIE 2024.

h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

No Aplica, ya que no se necesitan transformadores adicionales para la puesta en marcha del sistema de generación fotovoltaica.

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.

La instalación no posee Sistema de puesta a tierra, sin embargo, se implementa un SPT según la IEEE80 2000, se realiza un modelo rectangular con 4 nodos unidos por cable 1Nº 2/0 AWG y los resultados fueron los siguientes:

DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

	Instructivo de uso del programa		
	Resistencia requerida según aplicación menor a (W)	20	Escuelas
ρ	Resistividad aparente del terreno (Ω.m)	20	
I_f	Corriente de falla a tierra simétrica rms (A)	1000	
t_c	Tiempo de despeje de la falla (ms)	50	
	Marque la casilla si existe una capa superficial ☑	SI	
ρ_s	Resistividad de la capa superficial (Ω.m) Ver tabla 7	100	
h_s	Espesor de la capa superficial h_s (cm)	25	
	Recuerde borrar operaciones anteriores para reiniciar cálculos		

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR DE LA MALLA DE PAT

	Tipo de conductor seleccionado		Varilla de acero revestido de cobre
K_f	Constante del material conductor a utilizar en la PAT	14,64	Tabla 2 Pag. 44 IEEE 80-2000
A_{mm}^2	Área calculada del conductor a utilizar en la malla (mm^2)	67,4	Formula 40 Y 41 Pag. 43 IEEE 80-2000
d	Diámetro del conductor a utilizar en la malla de PAT (mm)	9,26	**Por requerimientos mecánicos**
	Calibre conductor a utilizar en malla de puesta a tierra	2/0 AWG	Código GEDISA | CBDES0100200

GEOMETRIA DE LA MALLA

a	Cuadrado ○	Largo (m)	8	
b	Rectangular ◉	Ancho (m)	6	
L_1	En forma de L ○	L1 (m)	0	
L_2		L2 (m)	0	
D	Longitud de los lados de la cuadrícula (m)		1	
h	Profundidad de enterramiento de la malla (cm)		30	
A	Área de la malla de PAT (m^2)		48	
L_p	Longitud del perímetro (m)		28	
	Número de conductores en el sentido longitudinal o "X"		9	
L_x	Longitud Máxima del Conductor en el sentido de "X" (m)		72	
	Número de conductores en el sentido transversal o "Y"		7	
L_y	Longitud Máxima del Conductor en el sentido de "Y" (m)		42	
Lc	Longitud Conductor Horizontal De La Malla (m)		114	
	Empleo de barras copperweld o jabalinas ☑		SI	
	Modelo de barra copperweld			Barra copperweld de 5/8"
d_c	Diámetro de la Barra Copperweld o jabalina (mm)		19	
L_r	Longitud de la Barra Copperweld o jabalina (m)		2,4	

GEOMETRIA DE LA MALLA CONTINUACION

n_R	Número de barras copperweld colocadas en el área A	4	
L_R	Longitud total de las Barras Copperweld o Jabalinas (m)	10	
L_M	Longitud efectiva sin barras o con ellas no ubicadas en esquinas (m)	124	Formula 90 Pag. 94 IEEE 80-2000
L_M	Longitud efectiva con barras en el perimetro y esquinas (m)	129	Formula 91 Pag. 94 IEEE 80-2000
L_S	Longitud efectiva con barras copperweld o sin ellas (m)	94	Formula 93 Pag. 94 IEEE 80-2000

MOLDES Y CARTUCHOS PARA SOLDADURA EXOTERMICA

CX	Cantidad de conexiones exotérmicas en EQUIS	35	Código GEDISA	PTCE000200
MX	Molde de grafito para conexión exotérmica en EQUIS	1	Código GEDISA	PTXSH070070
CT	Cantidad de conexiones exotérmicas en TEE	28	Código GEDISA	PTCE000090
MT	Molde de grafito para conexión exotérmica en TEE	1	Código GEDISA	PTCTH070070

CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

R_m	Resistencia de malla (w)	0,67	Formula 52 Pag. 65 IEEE 80-2000
R_r	Resistencia de la barra copperweld seleccionada (w)	3,18	Barra copperweld 5/8
R_g	Resistencia equivalente del sistema de PAT (w)	0,36	Con barras copperweld

CÁLCULO DE CORRIENTE MAXIMA DE MALLA

I_G	Máxima corriente de malla (A)	258,72	Formula 63 Y 64 Pag. 73 IEEE 80-2000
I_g	Corriente de malla simétrica rms (A)	210,00	Formula 65 Pag. 73 IEEE 80-2000
D_f	Factor de decremento para la determinación de IG	1,232	Formula 79 Pag. 84 IEEE 80-2000
X/R	Valores típicos de la Relación X/R	X/R = 10	Tabla 10 Pag. 85 IEEE 80-2000
tf	Valores típicos del Tiempo de duración de la falla (Seg)	0,09 seg	Tabla 10 Pag. 85 IEEE 80-2000
S_f	Factor divisor de la corriente de falla	0,21	Formula 63 Pag. 72 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE VOLTAJES PERMISIBLES DE PASO Y TOQUE

	Peso de la persona para estimación		Persona de 70 kg
E_p	Voltaje de paso tolerable (V)	1.066	Formula 29 y 30 Pag. 27 IEEE 80-2000
E_t	Voltaje de toque tolerable (V)	793	Formula 32 y 33 Pag. 27 IEEE 80-2000
C_s	Factor de decremento de la capa superficial	0,86	Formula 27 Pag. 23 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE VOLTAJES MAXIMOS DE PASO Y TOQUE

GPR	Máxima elevación del potencial de tierra GPR (V)	94	
E_m	Voltaje de malla en caso de falla (V)	17	Formula 80 Pag. 91 IEEE 80-2000
E_s	Voltaje de paso en caso de falla (V)	56	Formula 92 Pag. 94 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE FACTORES GEOMETRICOS

n	Factor geométrico compuesto de factores na, nb, nc y nd	8,18	Formula 84 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_a	Factor geométrico	8,14	Formula 85 Pag. 93 IEEE 80-2000

n_b	Factor geométrico	1,005	Formula 86 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_c	Factor geométrico	1,000	Formula 87 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_d	Factor geométrico	1,000	Formula 88 Pag. 93 IEEE 80-2000
	CÁLCULO DE FACTORES CORRECCION		
K_m	Factor de separación para el voltaje de la malla	0,47	Formula 81 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_{ii}	Factor de ponderación correctiva que se ajusta a los efectos de los conductores internos en la esquina de la malla	0,51	Formula 82 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_{ih}	Factor de ponderación correctiva que hace hincapié en los efectos de la profundidad de la red	1,14	Formula 83 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_i	Factor de corrección por geometría de la malla	1,855	Formula 89 Pag. 94 IEEE 80-2000
K_s	Factor de separación para el voltaje de paso	1,089	Formula 94 Pag. 94 IEEE 80-2000
	EVALUACION DE RESULTADOS		
1	¿La resistencia de puesta a tierra R_g obtenida es menor que la resistencia requerida?		***Sí, el diseño cumple con el requerimiento***
2	¿Es GPR menor que el voltaje de contacto tolerable?		***Sí, el diseño cumple con el requerimiento***
3	Bajo condiciones de falla, ¿Es el voltaje de malla (E_m) menor que el voltaje de contacto tolerable (E_c)?		***Sí, el voltaje de malla cumple con el requerimiento***
4	Bajo condiciones de falla ¿Es el voltaje de paso (E_s) menor que el voltaje de paso tolerable (E_s)?		***Sí, el voltaje de paso cumple con el requerimiento***

Por tal motivo se propone un sistema rectangular con 4 varillas y cable 1N° 2/0 AWG con soldadura exotérmica, este SPT se conecta al tablero principal de baja tensión y el cual será el punto de conexión del sistema solar. Se utiliza cable N°8 AWG del inversor hasta el tablero, y el cable N°6 AWG del tablero hasta la malla.

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Estos cálculos no fueron evaluados, debido a que es una instalación de uso final, adicionalmente, teniendo en cuenta que un sistema de generación PV, la corriente no aumenta proporcionalmente a la demanda instantánea de las cargas, por el contrario esta depende es la directamente de la condiciones instantáneas de la radiación y la temperatura, por lo cual, la corriente máxima se determina por los datos de placa del inversor o los módulos PV, lo cual solo se alcanza en pequeños lapsos de tiempo.

Finalmente, los costos de la energía eléctrica serán los consumos generados por las cargas dependiendo su uso y el tiempo de operación, los cuales serán facturados por el OR, sin embargo, teniendo en cuanta la implementación de la planta PV bajo la modalidad AGPE con entrega de excedentes, los costos de energía eléctrica consumida de la red eléctrica convencional tienden a disminuir significativamente.

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.

Para la verificación, se tiene en cuenta la **capacidad** de los conductores conforme a la capacidad de interrupción de las protecciones, y así **protegiendo** adecuadamente la instalación. Los conductores se escogieron de acuerdo con su ampacidad por **temperatura** a 60°C si la corriente a conducir es menor o igual a 100A, y a 75°C si la corriente es mayor a **100A,** esto calculado de acuerdo con los equipos y cargas calculadas. Para la selección de los conductores se tuvo en cuenta el nivel de aislamiento presentado en la Tabla 3.10.16 de la NTC 2050.

l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

Para el montaje de del sistema fotovoltaico se utilizan estructuras soportadas en aluminio, las cuales ofrecen una fácil instalación y alta compatibilidad. En planos se especifican los esquemas de construcción, y para la estructura soporte de los paneles solares, se describe a continuación los elementos que lo componen:

COMPONENTES DE LA ESTRUCTURA

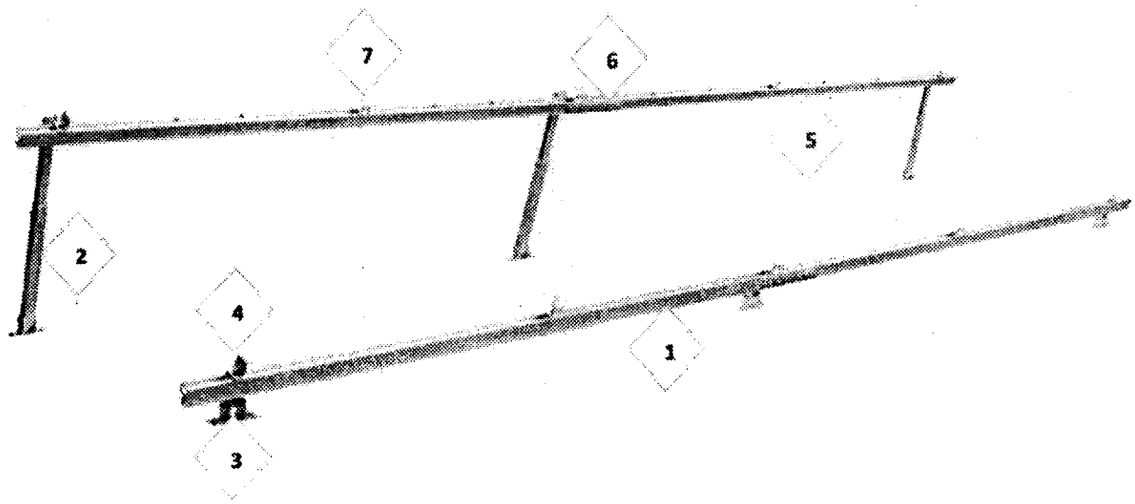
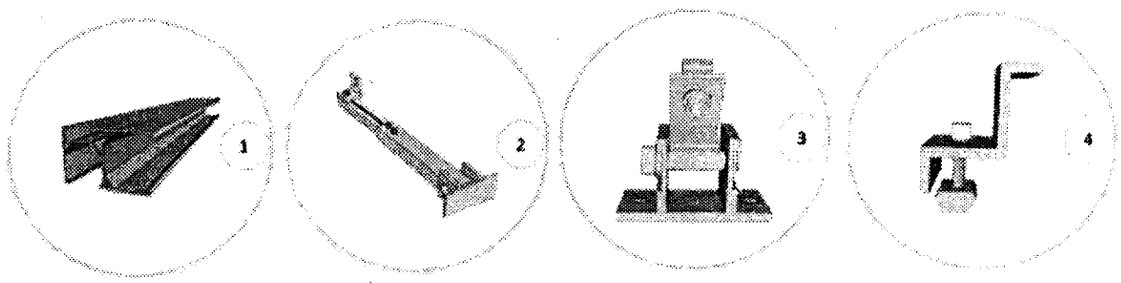
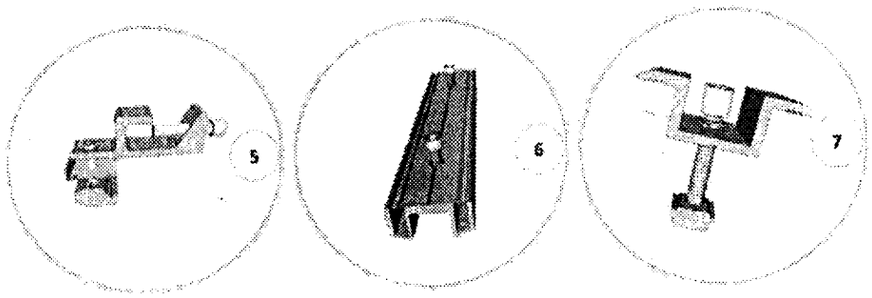


Ilustración 1. Componentes para montaje de paneles solares





ESTRUCTURA SOPORTADA EN ALUMINIO ANODIZADO DE 2.4M (PARA 2 PANELES)

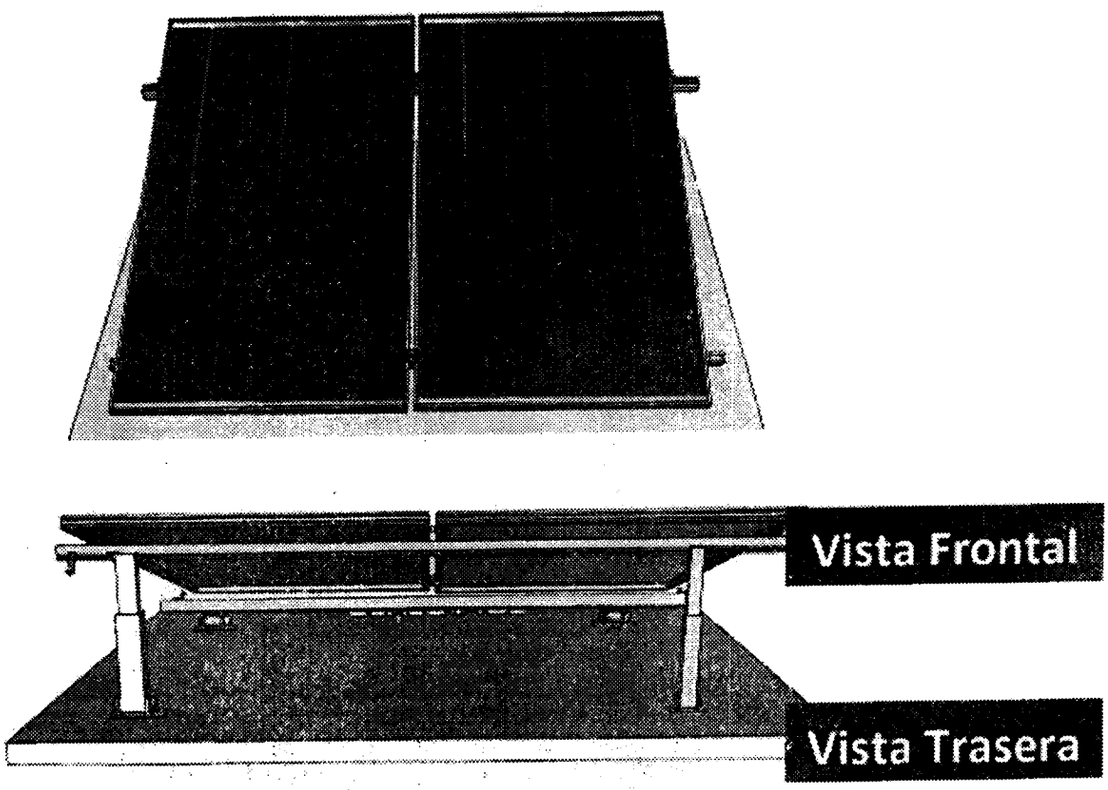
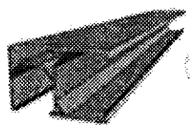
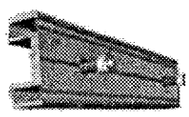
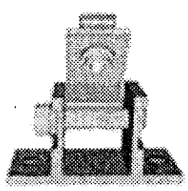
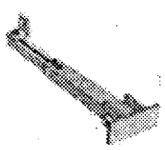
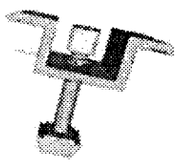
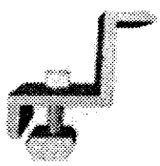
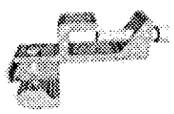
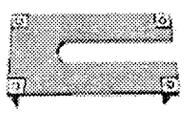


Ilustración 2. Vistas de estructura para paneles soportada en aluminio anodizado

A continuación, se describen la cantidad de elementos a utilizar para la construcción de la estructura para el soporte de los paneles solares del proyecto.

IMAGEN	ARTICULO	PESO(KG)	CANTIDAD PARA LA INSTALACION	DESCRIPCION

	Riel de aluminio anodizado (4700 mm)	3.4	17	Un componente ubicado en la parte posterior del módulo, a una distancia mínima equivalente a dos celdas desde el marco del módulo tanto en la parte superior como inferior, asegurando la correcta posición del riel para facilitar su acoplamiento con las ranuras de los demás elementos.
	Unión de perfil (riel de aluminio)	0.06	18	Si se instalan más de dos estructuras en riel, este componente se vuelve indispensable, ya que sirve para conectar dos estructuras. Se coloca al final de cada riel y luego se ajusta correctamente.
	Grapa delantera ajustable. con almohadilla de goma. Puede utilizarse también la L Feet o LClamp (Para este caso se utilizará la LClamp)	0.3	28	Este componente debe instalarse en la parte inferior del módulo, asegurándose de que la pieza móvil con un ángulo de 90 grados y la pieza de anclaje queden posicionadas dentro de la ranura del riel.
	Pata trasera ajustable Reforzado 15-30°	0.9	0	Este componente se instala en la parte superior del módulo, asegurando que la pieza móvil con un ángulo de 90 grados, ubicada en la parte inferior, quede alineada con el perfil de aluminio de la pata trasera. Es importante considerar la orientación de la pata para facilitar el

				empalme con la pieza de anclaje, que debe insertarse en la ranura del riel.
	Abrazadera intermedia de 35mm	0.06	52	Estos componentes se instalan en la parte central entre dos módulos, tanto en la unión superior como en la inferior. Se debe respetar la alineación con la abrazadera final (end clamp) y mantener una distancia mínima de dos celdas desde el marco del módulo en los lados superior e inferior.
	Abrazadera final de 35mm	0.05	12	Este componente se instala al final de cada riel, tanto en la parte superior como en la inferior, con el propósito de asegurar y fijar los módulos fotovoltaicos, evitando cualquier deslizamiento.
	Lug de puesta a tierra	0.03	0	Este componente es fundamental para el aterrizaje a tierra del sistema. Se instala de forma perpendicular al final del riel. Es necesario colocar uno de estos componentes por cada "string" o rama del sistema.
	Grapa de puesta a tierra o Ground Lug	0.005	29	Se coloca debajo de la abrazadera central (middle clamp), entre el marco del módulo y el riel, con el propósito de garantizar la continuidad eléctrica entre ambos materiales de aluminio.

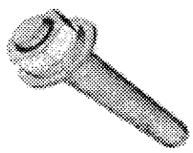
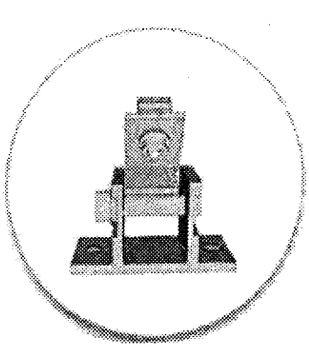
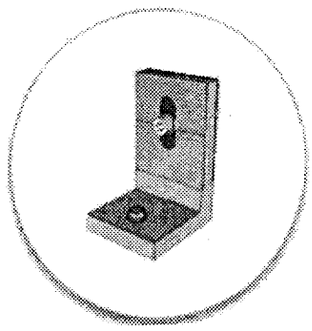
	Tornillo Autoperforante	0.07	60	Elemento de expansión utilizado para asegurar los elementos de sujeción.

Tabla 4. Elementos de Sujeción para soporte de paneles solares.

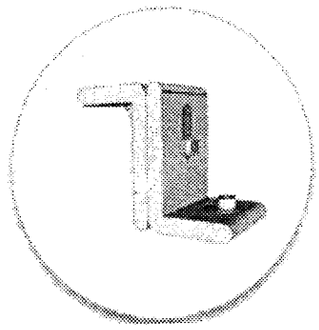
Cabe resaltar que, para montajes de estructuras en techos planos, se puede reemplazar la grapa delantera ajustable por una abrazadera tipo L.



Grapa delantera ajustable



Abrazadera tipo "L feet"



Abrazadera tipo "L foot"

Ilustración 3. Tipos de abrazadera para montaje de paneles en riel

CRITERIOS POR CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Para el diseño se debe considerar al menos lo siguiente:

- Ubicación donde se instalará el sistema fotovoltaico.
- Orientación e Inclinación de los paneles fotovoltaicos.
- Tipo de soporte para los paneles fotovoltaicos.
- Condiciones del suelo o techo donde se ubicarán los soportes.
- Espacio o superficie disponible en metro cuadrado (m^2).
- Radiación solar del lugar.
- Evaluación de posibles sombras.
- Condiciones generales donde se vaya a ubicar.

PROCEDIMIENTO:

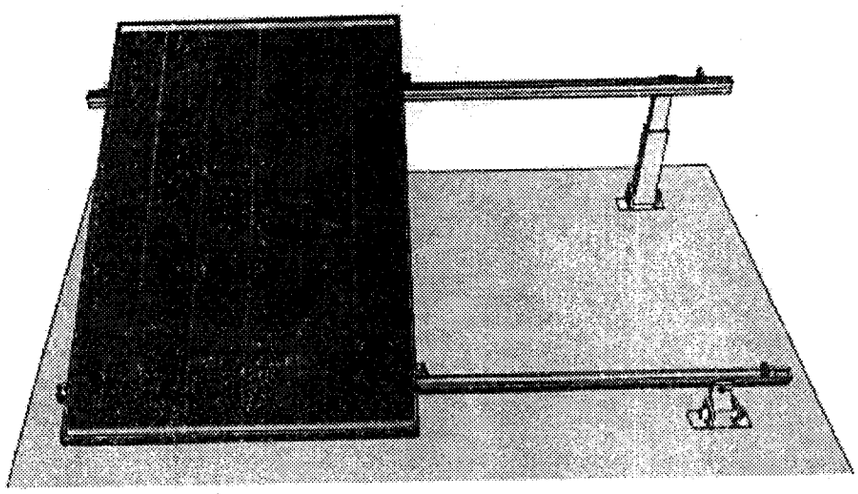
1. Mediciones iniciales:
- Determinar las dimensiones del espacio.
- Colocar las patas delanteras y traseras en un rango vertical de 1.20m a 1.70m.
- Ubicar las patas a 0.5m de los extremos del riel, ajustándose a las dimensiones del módulo y riel.

2. Techos inclinados:
- Las patas traseras se sustituyen por patas delanteras.
- Se respeta el mismo número de patas.

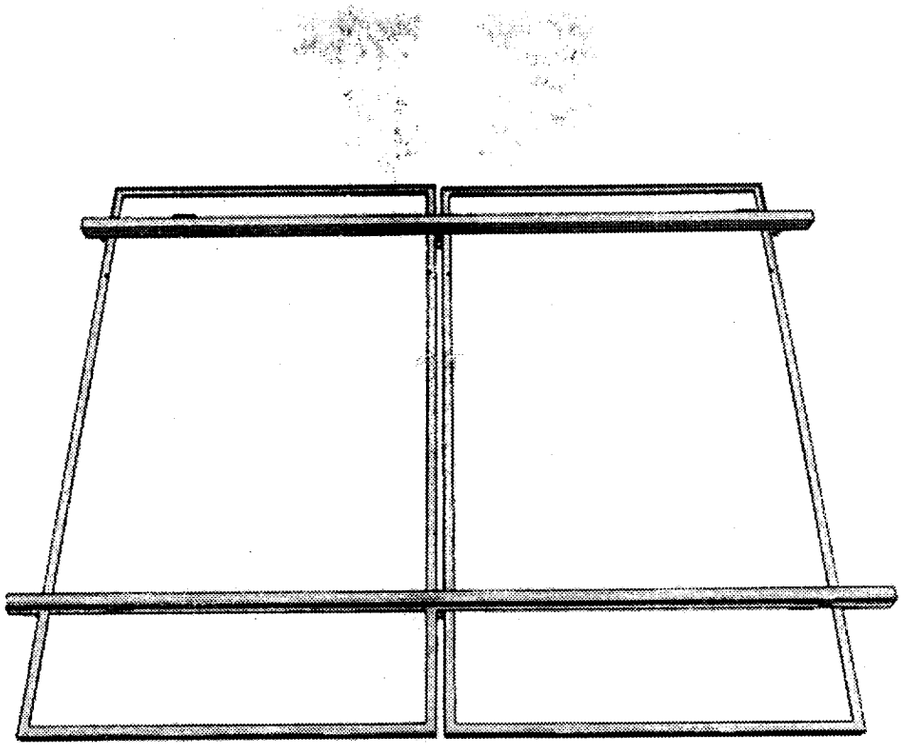
3. Uso de componentes adicionales:
- Si hay más de una estructura, se utiliza una unión de riel para unir los rieles.

4. Perforaciones y fijaciones:
- Hacer perforaciones con una broca de 1/2 pulgada.
- Aislar los orificios con silicón.
- Colocar taquetes expansivos M8X60.
- Colocar las patas correspondientes.
- Usar un pedazo de caucho o neopreno entre las patas y la superficie antes de fijarlas.

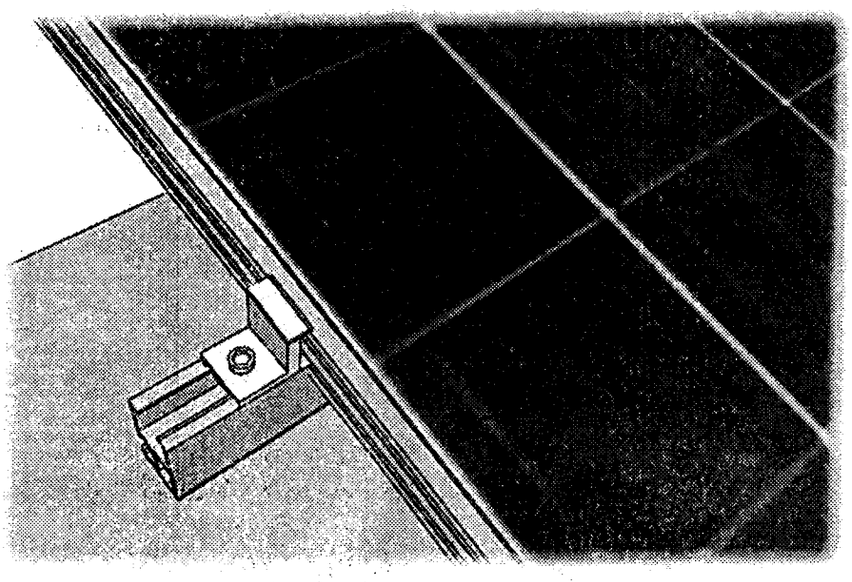
5. Colocación del riel:
- Después de fijar las patas, se colocan los rieles en la parte alta y baja de la estructura.



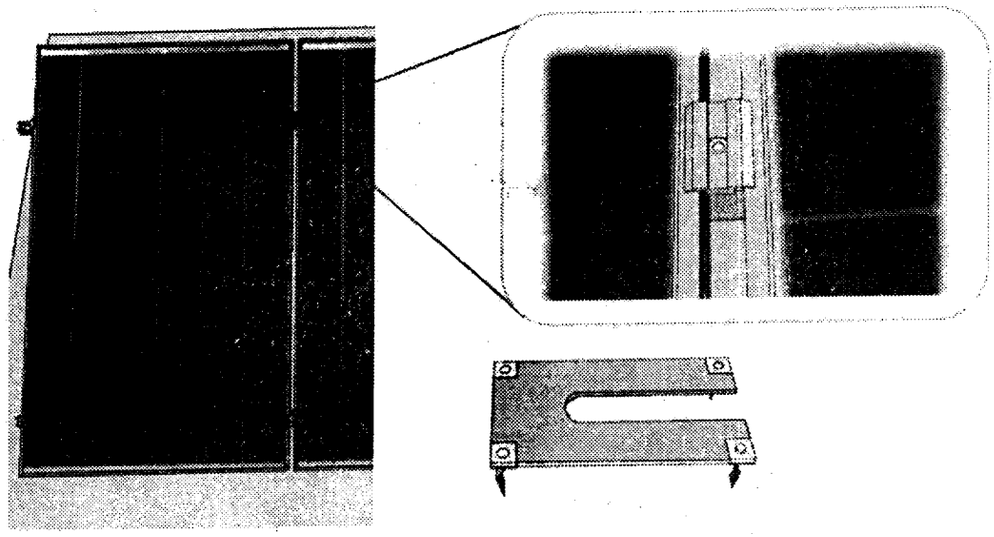
Instalar los módulos sobre los rieles, asegurándose de considerar la orientación del sistema fotovoltaico. La caja de diodos de protección debe ubicarse en la parte superior, hacia el lado de la pata ajustable trasera.



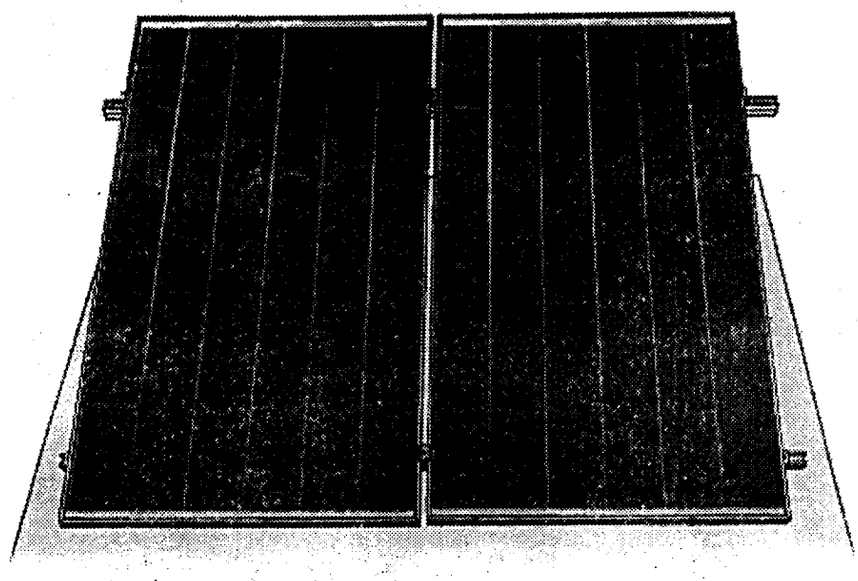
Coloque o ajuste la abrazadera final en las partes superior e inferior del riel y asegúrela. Después de instalar el primer módulo, utilice una llave Allen de 6 mm, que es indispensable para todos los elementos de la estructura.



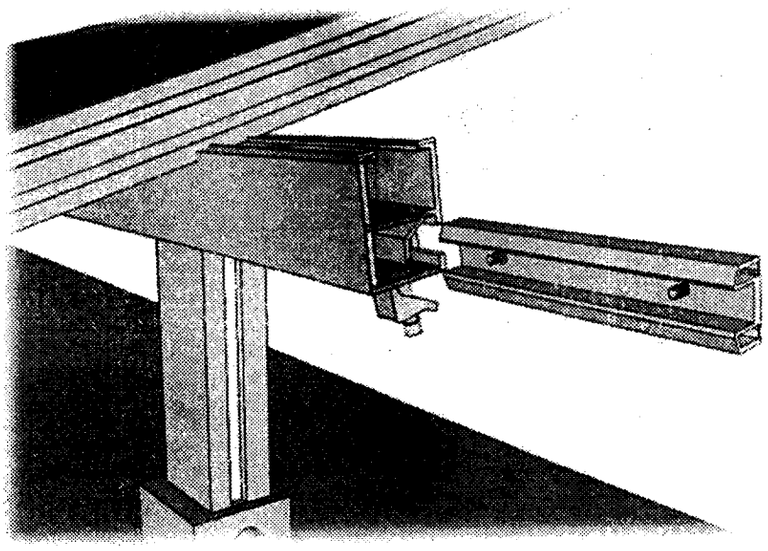
Desplace el siguiente módulo hacia un costado del primero y, a continuación, instale o ajuste la abrazadera central. Una vez colocada la abrazadera, proceda a instalar el clip de conexión a tierra en el mismo lugar.



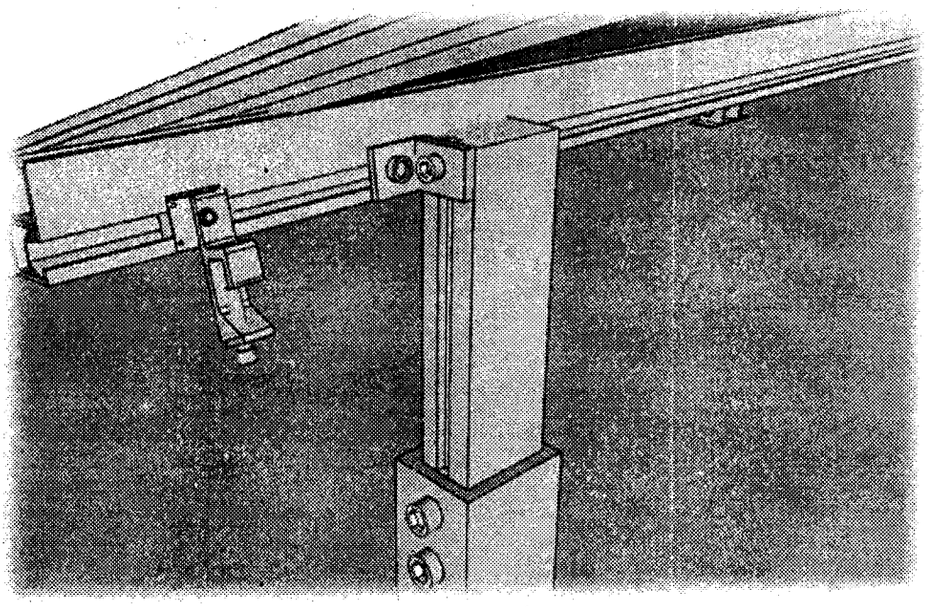
La instalación de la abrazadera central y el clip debe realizarse antes de colocar el módulo, ya sea deslizándolos a lo largo del riel o fijándolos con tornillos. Este procedimiento debe repetirse según el tipo de estructura, ya sea de 2 metros para dos módulos o de 4 metros para cuatro módulos. Las terminales del clip se conectan y empalman con el riel. Finalmente, coloque o ajuste la abrazadera final en las partes superior e inferior del riel, asegurándola después de instalar el último módulo. Esto garantiza que los módulos queden firmemente sujetos y evita cualquier desplazamiento.



Si se tienen varias estructuras conectadas entre sí, es necesario emplear un empalme de riel por cada conexión. En otras palabras, se utilizará un empalme para unir dos estructuras a través del mismo riel.



Instale el tope de tierra en la parte superior del riel, asegurándolo correctamente. Este componente es esencial para garantizar el aterrizaje a tierra del sistema y debe colocarse de forma perpendicular al final del riel. Se debe colocar un tope de tierra por cada string o cadena del sistema.



CONEXIÓN DE MC4

MC4 son conectores eléctricos de un solo contacto utilizados para la conexión de módulos fotovoltaicos. Las siglas MC4 significan Multi-Contact y un 4 para el pin de contacto de 6mm (diámetro). Se recomienda que todos sus componentes sean ensamblados igual al esquema que se muestra, para evitar posibles arcos eléctricos. Cuando el pin es colocado en el Coupler body se tiene que escuchar un click donde se asegura que el pin fue ensamblado correctamente. De igual forma, se tiene que escuchar un click en el momento en el que el conector positivo y el negativo estén correctamente ensamblados entre sí.

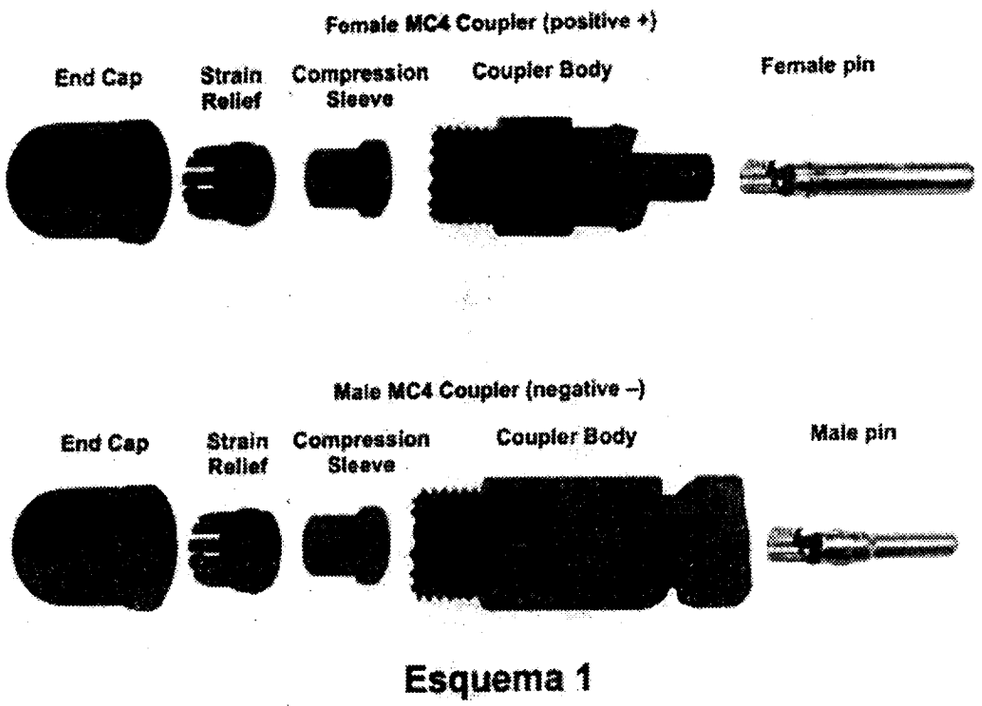


Ilustración 4. Esquema de conexiones para conectores MC4 Macho y Hembra.

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

Para determinar la selección de las protecciones, según la potencia de los módulos PV, a continuación, se describe el proceso:

• ZXM8- TPLDD132 SERIES

Basado en la NTC 2050 – Sección 690-9A, teniendo la corriente de corto circuito del módulo, se calcula la protección a utilizar en el gabinete en DC, determinándose así:

Protecciones de sobre corriente:

Para el sistema fotovoltaico de lado DC se utilizarán fusibles como medida de protección contra sobre corrientes, y estos no deben ser menores al 125%, según la NTC 2050 – Sección 690-8a. Por lo tanto:

$I_{PTM} = I_{MAX} * 25\%(MPPT)$

$I_{PTM} = I_{MAX} * 1.25$

$I_{PTM} = 18.27 * 1.25 = 22.83A \approx 25A$

Dados los cálculos, se seleccionan fusibles de 2x25A (+),(-) y 1000Vdc para cada cadena o string de paneles. Siendo un total de 2 fusibles de 2x25A para todo el sistema.

Para determinar la selección de las protecciones el conjunto de inversores (AC) se toma como base la corriente de salida de cada inversor:

- SUN-5-12K-SG02LP2-US-AM2.

Teniendo en cuenta la corriente a la cual trabaja el inversor el interruptor termomagnético estará dado por la corriente máxima de este, multiplicado por un factor de seguridad del 1.25.

$$I = \frac{5000}{220}$$

$I = 22.7A * 1.25$

$I = 28.125A$

Por lo tanto, se decide instalar una protección termomagnética AC de 2*40A industrial para el inversor. Este valor se escoge por temas de comercialización y es el más cercano a la corriente calculada.

n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

Basados en lo establecido en las tablas 1 – 5 del Capítulo 9 de la NTC 2050, se realiza la selección de las canalizaciones:

Canalización DC – AC.

- DC

TRAMO: PANELES - INVERSOR			
Tabla 1 - Tabla 5 Capítulo 9 NTC 2050	Tubo Conduit PVC E IMC Ø3/4"	Tubo Conduit IMC Ø3/4"	Cable XLPE 2N°6mm²
1	10.52%	344.2mm2	36.2mm2
2	10.52%	344.2mm2	36.2mm2
**Sección calculada a partir de la ficha técnica del fabricante, debido a que la tabla 5 del capítulo 9 de la NTC 2050 no menciona la referencia XLPE. Para más de dos conductores, el llenado máximo permitido es 40% del área de la tubería.* *Se debe tener en cuenta que se toma de ejemplo el tramo de solo 2 cadenas de paneles. Por tanto, se entiende que son 2 cadenas por inversor, siendo un total de 2 cadenas de paneles.*			

Tabla 5. Calculo Tubería DC-AC, para 2 cadenas de paneles con su respectiva puesta a tierra.

- AC

TRAMO: INVERSOR DE DISTRIBUCION A TABLERO PRINCIPAL DEL MICROACUEDUCTO			
Tabla 1 - Tabla 5 Capítulo 9 NTC 2050	Tubo Conduit PVC O EMT Ø1"	Tubo Conduit PVC O EMT Ø1"	Cable THHN-2 2N6°2F+ 1N6 AWG
Tablero de distribucion	15.42%	536.7mm2	82.73mm2
**Sección calculada a partir de la NTC 2050. Para más de dos conductores, el llenado máximo permitido es 40% del área de la tubería.*			

Tabla 6. Calculo Tubería de inversor a tablero AC, con su respectiva puesta a tierra.

o. Cálculos de pérdidas de energía; teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

Las pérdidas de energía no son tenidas en cuenta debido a que, el factor de potencia del inversor según fichas técnicas es >99% (1 aprox) y para armónicos THD <3%.

p. Cálculos de regulación de tensión.

Cálculo de caída de tensión DC

Para este caso, se describen los cálculos de la caída de tensión en los conductores que conforman cada una de las cadenas; sin embargo, para efectos de este documento, solo se van a reflejar los cálculos para la distancia más crítica de la instalación, como lo es el string o cadena que está más alejada del cuarto eléctrico donde se encuentra el inversor.

Teniendo en cuenta la corriente de máxima potencia del módulo:

$I_{mp} = 17.29A$

$V_{mp} = 40.5V$

$10\ AWG\ XLPE = 6mm^2$

Siendo 5 módulos de 40.5V:

La distancia es de aproximadamente 20m al inversor, (distancia total).

$$R = \rho * \frac{l}{A_T}$$

Siendo R la resistencia, p la resistividad del cobre $\Omega * \frac{mm^2}{m}$ a temperatura ambiente 25° (siendo este de 0.018), l la distancia total, y A_T el área en mm^2 del calibre a utilizar.

Reemplazando:

$$R = 0.018 \frac{\Omega mm^2}{m} * 20m * \frac{1}{6mm^2} = 0.1\Omega$$

Aplicando la ley de Ohm.

$V = I * R$

$V = 17.29A * 0.1\Omega = 1.72V$

Al estar los 5 módulos en serie su voltaje es de 202,5V.

$$\%Caida\ de\ tensión = \frac{1.72V}{202,5V} = 0.30\%$$

Para el tramo más crítico de las conexiones se observa una caída de voltaje menor a 4% el cual es el valor máximo permitido para este tipo de instalaciones. Por lo tanto, el calibre a utilizar cumple con los parámetros establecidos.

Cálculo de caída de tensión AC.

En el caso de la caída de tensión en AC, se tiene en cuenta la distancia desde el tablero de distribución 220/240 del inversor hasta el tablero principal existente. De la cual se estima una distancia aproximada de 8 metros.

$I = 91A$

$V = 220V$

$f.p = 0.9$ (Transformador)

$l = 8m$

$6\ AWG = 67,43\ mm^2$

Resistividad del cobre = $0.018\ \Omega * \frac{mm^2}{m}$ a temperatura ambiente 25°.

$$V\% = \frac{\rho * l * I * \text{f.p}}{Sección\ del\ conductor * V}$$

$$V\% = \frac{0.018 * 24 * 91 * 0.9}{67.43 * 220} = \frac{35.38}{14834.6} = 0.24\%$$

Para el tramo de conexión desde el tablero nuevo hasta el existente las conexiones se observa una caída de voltaje menor a 4% el cual es el valor máximo permitido para este tipo de instalaciones. Por lo tanto, el calibre a utilizar cumple con los parámetros establecidos.

CAIDA DE TENSION ZONA CRITICA PANELES A INVERSOR			
CALCULOS DC: PUNTO CRITICO STRING		**DATOS DE PLACA**	
ρ Cobre [CU]	$0.018\ \Omega \frac{mm^2}{m}$ *	PV [W]	700
ρ Aluminio [AL]	-	Vmp [V]	40.5
Longitud Cable [m]	31	Imp [A]	17.29
Corriente Cortocircuito (Isc) [A]	18.27	Voc [V]	48.3
K Constante	2	Isc [A]	18.27
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	48.3	CAIDA DE TENSION %	
Voc Total [V]	202.5	0.30%	
N° Módulos en serie	5		
N° Módulos en paralelo	0		
Sección Transversal [mm²]	6		
K %	100		
CARACTERISTICAS DEL STRING			
N° Modulos en Serie	5		
Potencia Arreglo [W]	3500		
Voltaje Total (Vmp) [V]	202,5		
Corriente Total (Imp)	17.29		

Tabla 7. Cálculo de caída de tensión en DC.

CAIDA DE TENSION DE LADO AC	
CALCULOS AC: TABLERO A TABLERO	**CAIDA DE TENSION**

ρ Cobre $[\Omega * \frac{mm^2}{m}]$	0.018	$V\% = \frac{\rho * l * I * f.p}{Sección\ del\ conductor * V}$

ṕ Aluminio [AL]	-	0.24%
Longitud Cable [m]	8	
Corriente máxima (Imáx) [A]	91	
Factor de potencia (f.p)	0.9	
Red trifásica (si aplica)	NO	
Nivel de tensión [V]	220	
Sección transversal del cable mm²	67.43	

Tabla 8. Cálculo de caída de tensión en AC.

q. Áreas clasificadas como peligrosas.

No aplica. No existe acumulación de gases, ni existen condiciones peligrosas que permitan categorizar la instalación como tipo especial.

r. Diagramas unifilares.

Anexos, Diagrama Unifilar en hoja completa tamaño A4.

s. Planos eléctricos para construcción.

Los planos o diseños eléctricos elaborados se encuentran en formato .DWG adjuntados en el proyecto.

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.

Se recomienda la implementación de un sistema de ventilación forzada y cruzada, con el fin de mejorar las condiciones de trabajo del conjunto inversores dentro del lugar destinado para la ubicación equipos,

permitiendo mantener el cuarto eléctrico fresco, mejorando así, las condiciones para la disipación de calor de los equipos.

u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

No aplica, debido a que no se tiene redes energizadas en sitio. Sin embargo, queda anexada dentro de los detalles del plano las distancias de seguridad requeridas por el RETIE para tableros de baja tensión.

v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

No aplica. No hay ninguna desviación técnica de la normatividad o reglamento técnico vigente.

w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

No aplica. El diseñador queda exonerado de cualquier responsabilidad si estos cálculos y distribuciones son alteradas o modificadas sin autorización previa escrita en su diseño original, por parte del cliente, terceros o si la construcción no se hace de acuerdo con el diseño.

x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

DIMENSIONAMIENTO GENERAL

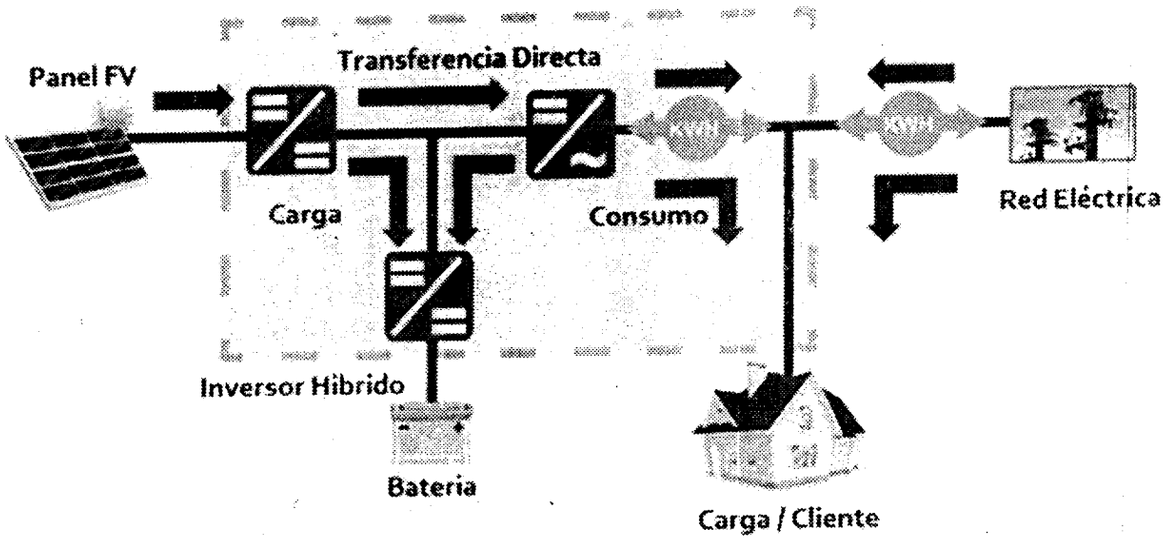


Ilustración 5: Sistema Hibrido

Como dato de partida para este sistema, se tuvo en cuenta el área disponible para la instalación de este sistema dentro de la entidad, por tanto, lo que se busca es aprovechar la mayor cantidad de espacio disponible y teniendo en cuenta también la capacidad del transformador. Se conocen los consumos de la entidad (facturas de energía), los cuales se muestran en la tabla 1, relacionando estos datos; se plantea la planta de generación fotovoltaica para un uso racional de la energía de los equipos que se van energizar, esto para poder tener una relación técnico-económica coherente y sostenible. Sumado a esto, además de que el sistema puede funcionar en simultaneidad con la red eléctrica del operador. Sumado a esto, para los siguientes cálculos se anexa la factura de energía de la entidad (Ver anexos).

Consumo de energía promedio semestral de la entidad.

CONSUMO MENSUAL	
MES 1	553
MES 2	601
MES 3	448
MES 4	680
MES 5	720
MES 6	430
PROMEDIO	**572**
CONSUMO DIARIO	**19.06**

Tabla 9. Consumo promedio de la entidad según facturas de OR

El dimensionamiento estará basado en los datos entregados por la meteorología y superficie de la IDEAM, que para el municipio de Galeras tiene como promedio de irradiación de 5-5.5 horas sol, por tal motivo se tomara el valor de 5 para efectos del cálculo.

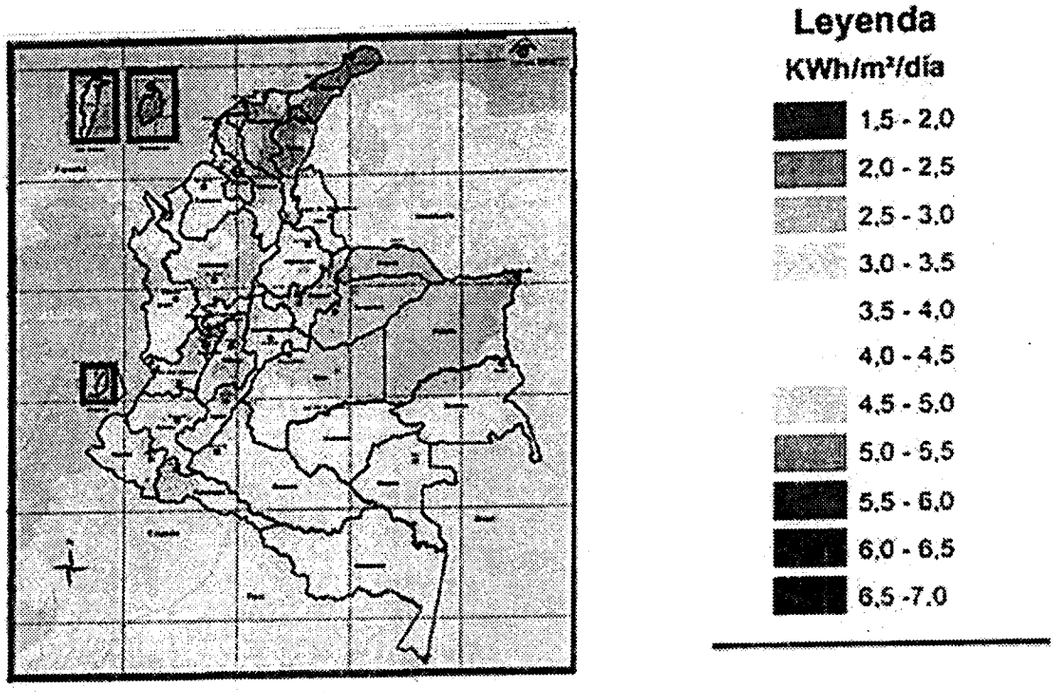


Ilustración 6. Irradiación en Colombia FUENTE: IDEAM

Teniendo en cuenta los datos anteriores se calcula el número de paneles solares teniendo en cuenta la potencia por panel de 700W y un factor de seguridad del 60%

$$N_{total} = \frac{E * 1.6}{P_{panel} * h}$$

Donde E es la energía diaria consumida en vatios hora/día y h es la irradiación de la zona:

$$N_{total} = \frac{19.06 * 1000 * 1.6}{700 * 5} = 8.71$$

$$N_{total} = 8$$

Se implementa una Sistema solar con 9 paneles de 700W, esto debido a que, aunque según los cálculos se necesitan 8 paneles, se plantea utilizar la totalidad disponible en piso (área en planos). Esto, en términos de eficiencia es beneficioso, ya que se podría suplir mucha más energía durante las horas pico de sol y se puede exportar los excedentes a la red. Teniendo en cuenta esta información, se calcula la potencia pico del Sistema PV.

$$P_{pico} = \frac{9 * 700}{1000} = 29.4$$

$$P_{pico} = 6.3kWp$$

Ahora, se calcula la potencia mínima del inversor:

$$Potencia\ mínima\ en\ inversores = \frac{Potencia\ sistema}{Factor\ de\ seguridad} = \frac{6300W}{1.25} = 5040W$$

Se requiere para los inversores una potencia de 5040W, para esto, se implementa 1 inversor de 5KW teniendo en cuenta potencia máxima admisible (potencia pico) sin ser sobrecargada por encima de lo recomendada por el fabricante.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se pretende realizar un sistema de autogeneración a pequeña escala en la **MICROACUEDUCTO RURAL DE PALMITAL con NIC 5865956**, para cubrir la energía consumida por la entidad.

Actualmente el consumo energético la entidad es de 572 kWh/Mes en promedio, siendo así, mediante la implementación de la planta solar se pretende generar 750 kWh/mes promedio, teniendo como soporte las simulaciones (ver anexos) con los parámetros del sistema y el sitio, brindando como aporte un 100% de ahorros en los costos operativos por parte del operador de red AFINIA. Teniendo en cuenta ciertas perdidas y que en horas de baja irradiación el operador de red cubre lo que la generación fotovoltaica no pueda suministrar.

2. LOCALIZACION DEL PROYECTO

El proyecto de autogeneración Fotovoltaica de 6,3 kWp se localiza en las coordenadas geográficas 9.061002, -74.996965, Palmital, Sucre.

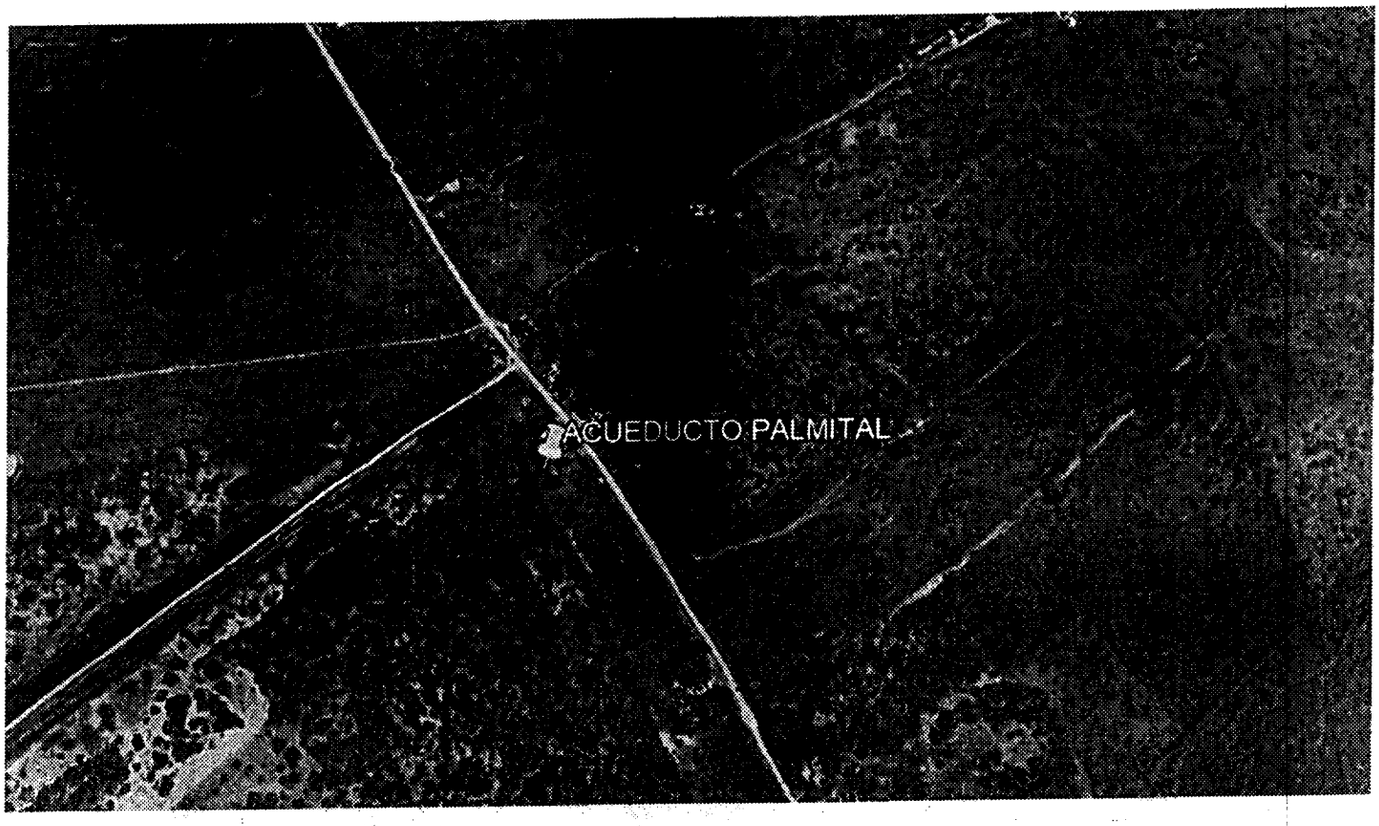


Ilustración 7. Ubicación del Proyecto.

3. OBJETO.

Detalle al diseño de un sistema solár fotovoltaico de 6,3kWp en las instalaciones de Microacueducto Palmital, Galeras, Sucre. Colombia.

4. CONSTRUCTOR DE OBRA.

No aplica dentro de la fase de diseños y planteamiento del proyecto.

5. CARACTERÍSTICA DE LA CARGA.

La alimentación de los tableros corresponde a circuitos auxiliares, luces y tomacorrientes, las cargas principales son cargas no lineales como computadores, cámaras y o electrodomésticos.

6. PROYECCIÓN DEL SISTEMA PV.

Teniendo en cuenta el punto de conexión seleccionado (PC) y el área disponible en piso, se agrupan el sistema solar de la siguiente forma:

CARACTERISTICAS GENERALES DEL PROYECTO					
MPPT	P. PANEL	#PANELES	P TOTAL	UBICACION	INVERSOR
#1	700	5	3500	PISO	5 KW - #1
#2	700	4	2800	PISO	5 KW - #1

Tabla 10. Conformación del proyecto PV.

7. SELECCIÓN DEL INVERSOR

De acuerdo con los cálculos realizados anteriormente en el dimensionamiento general, disponibilidad de equipos y las características del punto de conexión, para la implementación proyecto se dispondrá de 1 inversor, (Voltaje nominal 220V, 2L+PE). No se implementa un transformador para conectarse al TGBT el cual su funcionamiento es a 220V.

8. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS

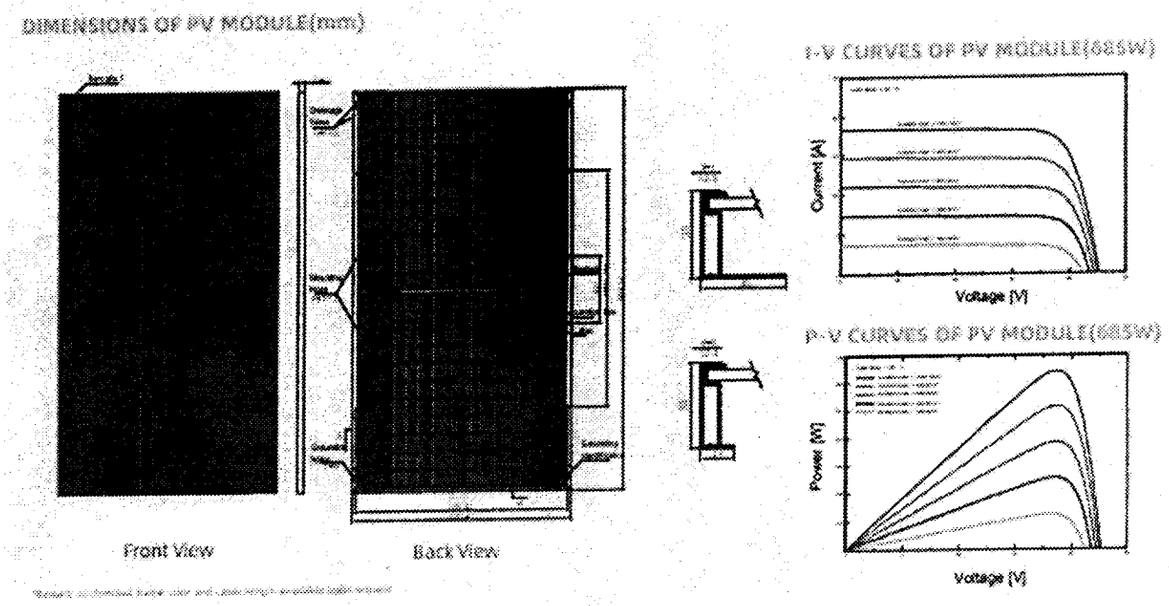
- SUN-5-12K-SG02LP2-US-AM2

Technical Data

Model	SUN-5K-SG02 LP2-US-AM2	SUN-6K-SG02 LP2-US-AM2	SUN-7.6K-SG02 LP2-US-AM2	SUN-8K-SG02 LP2-US-AM2	SUN-10K-SG02 LP2-US-AM3	SUN-12K-SG02 LP2-US-AM3
Battery Input Data						
Battery Type	Lead-acid or Lithium-ion					
Battery Voltage Range (V)	40-60					
Max. Charging Current (A)	120	135	190	190	220	250
Max. Discharging Current (A)	120	135	190	190	220	250
Charging Strategy for Li-ion Battery	Self-adaption to BMS					
Number of Battery Input	1					
PV String Input Data						
Max. PV Input Power (W)	7500	9000	11400	12000	15000	18000
Max. PV Input Voltage (V)	500					
Start-up Voltage (V)	125					
MPPT Voltage Range (V)	150-425					
Rated PV Input Voltage (V)	370					
Max. Operating PV Input Current (A)	20+20		26+26		26+26+26	
Max. Input Short-Circuit Current (A)	44+44		44+44		44+44+44	
No. of MPP Trackers/ No. of Strings MPP Tracker	2/2+2				3/2+2+2	
AC Input/Output Data						
Rated AC Input/Output Active Power (W)	5000	6000	7600	8000	10000	12000
Max. AC Input/Output Apparent Power (VA)	5000	6000	7600	8000	10000	12000
Rated AC Input/Output Current (A)	20.9	25	31.7	33.4	41.7	50
Max. AC Input/Output Current (A)	20.9	25	31.7	33.4	41.7	50
Max. Continuous AC Passthrough (grid to load) (A)	35	40	50		60	
Peak Power (off-grid) (W)	2 times of rated power, 10s					
Power Factor Adjustment Range	0.8-1					
Rated Input/Output Voltage/Range (V)	120/240, 208 -0.88Un-1.1Un					
Rated Input/Output Grid Frequency/Range (Hz)	60/50/45					
Grid Connection Form	2L+N+PE					
Total Current Harmonic Distortion THDi	<3% (of nominal power)					
DC Injection Current	<0.5% In					

Ilustración 8. Datasheet inversores 5-kW.

• PANEL SOLAR 700-W



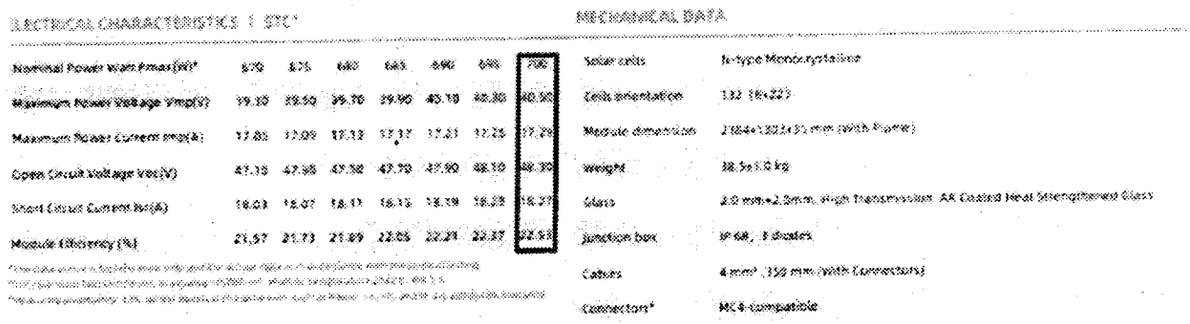


Ilustración 9. Datasheet Panel solar 700W.

9. CONFORMACIÓN DE LAS CADENAS:

De acuerdo con las características de los equipos a utilizar, la configuración del sistema se determina de la siguiente manera:

• Ejemplo con el inversor: SUN-5-12K-SG02LP2-US-AM2.

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{Voltaje\ máximo\ inversor}{Voltaje\ circuito\ abierto} = \frac{425}{48.3} = 8.79 \approx 9$$

Número de paneles en paralelo:

El inversor por utilizar tiene 2 MPPT con la capacidad de:

Max Isc: 20

Max Imp: 42

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ paralelo\ (Isc) = \frac{Isc\ máx\ MPPT\ inversor}{Corriente\ corto\ circuito\ panel} = \frac{20}{18.27} = 1.09$$

$$\#Máximo\ de\ paneles\ en\ paralelo\ (Imp) = \frac{Imp\ máx\ MPPT\ inversor}{Imp\ circuito\ panel} = \frac{20}{17.29} = 1.15$$

Teniendo en cuenta los cálculos anteriores, se decide utilizar 2 MPPT del inversor con 5 en serie. Ahora, debido a que el lugar de instalación es en piso. Es importante aclarar, los inversores se pueden sobrecargar más de su potencia nominal en base a sus características eléctricas en el lado de DC.

• Sistema 1: 9 paneles de 700W y 1 inversor de 5kW conectados de la siguiente manera:

- Inversor 1:
  - MPPT 1: 5 Paneles en serie (Instalación en piso)
  - MPPT 2: 4 Paneles en serie (Instalación en piso)

Bajo esta configuración se respecta el voltaje máximo de entra del equipo y la corriente máxima permitida por MPPT; además no se sobrecarga los inversores por encima de lo recomendado por él fabricante, por lo cual se garantiza un rendimiento óptimo de los equipos.

Jesus Andres Payares
Ingeniero Eléctrico.
MP. AT 205-172063

ANEXOS.

afinia
Grupo epd

NIC: 5865956

Total a Pagar: $ 47.926.010
Total Mes: $7.497.020
Fecha límite pago: 10/03/2026

No. Facturas vencidas: 23
Saldo anterior: $ 40.428.990
Fecha emisión: 26/02/2026
Documento equivalente No.: 94402602016022
ID. de Cobros: 5865956351 - 21

Datos del usuario y/o Suscriptor

Titular de Pago
MUNICPIO DE EL ROBLE

Usuario o suscriptor
MUNICPIO DE EL ROBLE

Estrato/Clasificación
Com Acu (Sencilla N1) E.Caribe

Dirección de suministro
CL 5 CR 2-9
CGTO. EL SITIO RURAL
EL ROBLE
ACUEDUCTO EL SITIO

Dirección de Envío
CR 3 CL 6-142
CENTRO
EL ROBLE
EL ROBLE

Información facturación mes

Periodo facturado 01/01/2026 - 07/02/2024

Energía | Otros Entidades

$ 7.172.190 + $ 0,00 + $ 324.830,00 + $ 0,00 = $ 7.497.020

Aviso de suspensión

Suspensión a partir: 11/03/2026

El no pago oportuno de la factura, dará Lugar a la suspensión del servicio a partir de la fecha indicada en esta. Contra esta decisión procede el recurso de reposición ante la empresa y en subsidio el de apelación ante la SSPD, dentro de los cinco días siguientes al recibo de esta factura. En caso de padecer una situación de vulnerabilidad que pueda afectar sus derechos fundamentales con ocasión de la suspensión deberá acreditarlo antes de la fecha de suspensión.

Tu seguridad nos importa – Paga tu factura registrándote en nuestra Oficina Virtual en www.afinia.com.co o a través de Afinapp. Reporta sospechas al 115.

Para tener en cuenta - Consulta en www.afinia.com.co

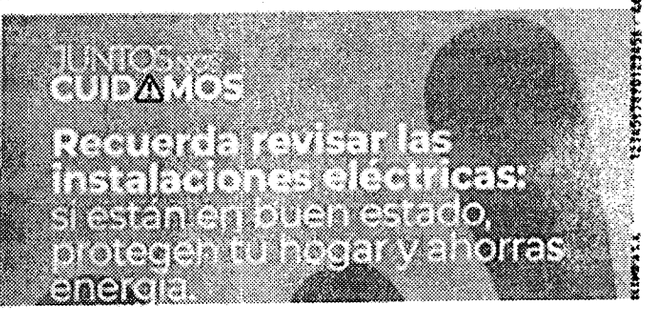
Consumo de los últimos 6 meses (kWh)

2402	2693	2506	2306	2409	2636	2472

Promedio Consumo Diario (kWh): 82,97

El Gobierno Nacional mediante el Decreto Legislativo 517 del 4 de abril de 2020 y la Resolución MME 40132 del 11 de mayo de 2020, creó el programa "Comparte mi Energía" para que usuarios de estratos 4, 5, 6, y sectores comerciales e industriales realicen aportes voluntarios. Puede unirse ingresando a https://centromar.factura.co/Pagar y seleccionando el botón "Aportar" para indicar el monto de su contribución.





Estado de cuenta

No. Facturas Vencidas: 23 Monto: $40.428.990 Fecha Ultimo Pago: 30/01/2026 Monto $18.000.000

No. Financiaciones pendientes: 0 Monto: $0 Tasa por mora vigente: 1,89%

Monto en reclamo $

NOTA: El monto en reclamo no esta incluido en el total a pagar de esta factura

Calidad del Servicio

Circuito / Transformador

CIRCUITO: GALERAS 1 **CODIGO: 10909618** **GRUPO CALIDAD: 32**

DIUG.: 0360,00 **FIUG.: 317** **DIU.: 0084,45** **FIU.: 56**

Datos de lectura

Fecha Lectura Anterior: 09/01/2026 Fecha Lectura Actual: 07/02/2026 Dias Facturados: 29

Medidor	Tipo	Lectura Actual	Lectura Anterior	Factor Multiplo	Consumo KWh
16006109	Activa BT	25037	22565	1	2472

Novedad en Lectura: -0- Propiedad del Activo: Empresa MEDICION

Costo unitario $/kWh

G:	288,31
T:	52,97
PR:	107,00
R:	25,04
D:	196,05
C:	206,44
CU:	874,82

Datos de Consumo

	Tarifa en $/kWh	Consumo kWh		Valor en $
Consumo	874,82	x	2.472	2.165.521,44
Contribucion	87,48	x	2.472	216.547,20

Total 2.382.068

Detalle de conceptos facturados

	Valor ($)
Consumo	2.165.521,44
Contribucion	216.547,20
Aproximacion a decenas	-7,35
Interés por Mora	4.790.128,71

NIC 5865956

Total a Pagar $ 47.926.010

Total Mes: $7.497.020

Fecha 10/03/2026

Otras Entidades

Impuesto Alumbrado Publico	324.828,22
Redondeo Facturaciones Ante	1,79
Aproximación a decenas	-,01
Valor Total Alumbrado	324.830,00

PROYECTO AGPE- MICROACUEDUCTO GRANADA, SINCE 23.1KWP.

DIRECCION: MICROACUEDUCTO RURAL DE GRANADA, SINCE, SUCRE, COLOMBIA.

DESCRIPCIÓN BREVE: Sistema de conexión solar, ubicado en piso del Microacuducto rural de Granada, conformado por 33 paneles solares de 700W y 1 inversor de 20KW.

Introducción

El presente documento da respuesta al Libro 3, título 3, artículo 3.3.1. del Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas - RETIE, Resolución 40117 de 02 de abril de 2024, donde se detalla los procesos de ingeniería que intervienen en el desarrollo y construcción de un proyecto en fase de diseño, con el fin de sintetizar y estructurar toda la información previamente obtenida en campo.

Objeto

Dar a conocer los criterios de diseño determinados en los procesos de ingeniería que determinan los lineamientos bases, para la construcción y ejecución del proyecto.

Tabla de Contenido

a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos 6

b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. 10

c. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos. 13

d. Coordinación de aislamiento eléctrico. 15

e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra. 15

f. Análisis del nivel tensión requerido 16

g. Cálculo de campos electromagnéticos. 17

h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga. 17

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra 17

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. 20

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente. 20

l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación. 21

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A. 30

n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.) 31

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. 32

p. Cálculos de regulación de tensión. 32

q. Áreas clasificadas como peligrosas 35

r. Diagramas unifilares. 35

s. Planos eléctricos para construcción. 35

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares 35

u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas 36

v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. 36

w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas 36

x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.....36

.....44

INTRODUCCION.

En la búsqueda constante de soluciones sostenibles y eficientes para satisfacer las necesidades energéticas, la adopción de sistemas de autogeneración fotovoltaica se ha convertido en una estrategia clave para las entidades públicas. La energía solar, una fuente renovable y limpia, no solo ofrece beneficios medioambientales, sino que también presenta oportunidades económicas significativas. Implementar un sistema de autogeneración fotovoltaica permite a las entidades públicas reducir su dependencia de fuentes de energía convencionales, disminuir los costos operativos y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

El uso de paneles solares para generar electricidad ofrece ventajas múltiples, desde la reducción de la huella de carbono hasta la optimización de los recursos energéticos. La inversión en tecnología fotovoltaica no solo promueve la sostenibilidad, sino que también proporciona una mayor independencia energética y seguridad de suministro. Además, la adopción de estos sistemas puede servir como un modelo a seguir para la comunidad, demostrando el compromiso de la entidad con prácticas responsables y visionarias en la gestión de recursos.

A continuación, exploraremos los detalles técnicos para la implementación de un sistema de autogeneración fotovoltaica en el microacueducto de Granada en el municipio de Since del departamento de Sucre que puede ofrecer a la entidad pública un impacto positivo tanto a nivel ambiental como económico y social.

RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

1. Tipo de Cliente:

Mercado: Nivel 1 – Categoría: Oficial - Mercado regulado.

2. Potencia Máxima Proyectada:

El sistema solar fotovoltaico, se encuentra conformado por módulos solares ZXM8-TPLDD132 SERIES, específicamente el módulo de 700W, donde la potencia asociada a cada tecnología se describe a continuación: 33 x 700W = 23,1kWp.

Es importante aclarar, que el conjunto de inversores que conforman el sistema de generación está compuesto por 1 unidad referencia, X3-MGA-20K-G2-LV; para una potencia total 20kW AC con una tensión de trabajo de 220V.

3. Transformador:

El sistema bajo la modalidad de entrega de excedentes a la red, instalado en el Microacueducto Granada – Since, Sucre, Colombia, No se requiere trasformador adicional para la puesta en marcha del sistema de 11,2kWp, debido a que el inversor proyectado en su voltaje de salida es a 220V y el punto de inyección se encuentra a 220V el cual es el nivel de tensión del suministro de energía de la entidad.

4. Líneas y redes de B.T:

A pesar de que el suministro de energía por parte del OR al cliente, se realiza a un nivel de tensión 1, el proyecto solar fotovoltaico tiene proyectado 1 solo punto de conexión con la red eléctrica existente, ubicado en el tablero de baja tensión a 220V. Es importante mencionar, para la entrada en operación de los equipos, se requiere una alimentación (2L + PE).

5. Equipo de Medida:

Teniendo en cuenta que el proyecto a implementar es con entrega de excedentes, basados en la CREG 174 de 2021, se requiere cambio de medidor. Así mismo, teniendo en cuenta el articulo 12 - 14 de la CREG 174 no se debe realizar un estudio de conexión simplificado puesto que la capacidad total del sistema de generación es menor o igual a 100kW.

MEMORIAS DE CÁLCULO DEL PROYECTO

a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Haciendo referencia al título 5 del RETIE 2024, articulo 1.5.1.3. Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes. El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables. Teniendo en cuenta esta información, y en base al artículo 1.5.1.4.1 se elabora una matriz de análisis por riesgos con sus respectivas medidas para mitigarlos.

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION O QUEMADURAS (EVENTO O EFECTO)	por	CONTACTO DIRECTO (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220VI240V (FUENTE)

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 dia)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes, Interrupcion breve. Sin efecto.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación de la alimentación del tablero de protección del inversor de conexión a la red domiciliaria se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de a seguridad.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día). Daños importantes, Interrupcion breve. Sin efecto.

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Minimizarlo.* Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN::Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	ARCO ELECTRICO	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/340V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
					No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa					
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminacion mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1dia)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (sin afectar rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto		1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: Se producen por falta de mantenimiento, conexiones flojas en bornes.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 dia) a personal operativo, Daños severos, Interrupción temporal servicio y Contaminación localizada.

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

CONSECUENCIAS: 3
FRECUENCIA: D
NIVEL DE RIESGO EVALUADO: MEDIO

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	*Aceptarlo.* Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, Realizar buenas conexiones, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra	El ingeniero residente diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS).

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar elementos de seguridad a la hora de instalar y poner a prueba las conexiones, como guantes, casco, y gafas de protección. Respetar las reglas de oro.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURA	por	CONTACTO INDIRECTO	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA - RED 220V/340V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
					No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa					
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminacion mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1dia)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)		Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia Funcional (sin afectar rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad). Daños Importantes. Interrupción breve.Efecto menor

FRECUENCIA: No ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptarlo.* Aplicar los sistemas de control (minimizar aislar suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP).	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar elementos de protección, guantes, gafas. Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	SOBRECARGA	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA - RED 220V/240V
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (+1día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)		Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia Funcional (al acto rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad), Daños importantes. Interrupción breve

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores si se requiere.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS	por	CORTOCIRCUITO	(al) o (en)	INVERSOR
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (+1día)			Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia Funcional (al acto rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto		1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Jesus Payares Arrieta	MP:	AT 205-172063	Fecha:	8/01/2025

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, humedades, equipos defectuosos.

CONSECUENCIAS: Incapacidad temporal (>1 día), Daños severos. Interrupción temporal, Contaminación localizada

FRECUENCIA: No ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS por SOBRECARGA (al) o (en) INVERSOR
	EVENTO O EFECTO FACTOR DE RIESGO (CAUSA) FUENTE

POTENCIAL	X	REAL				FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)		Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (al ecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción			1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesus Payares Arrieta			MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.

CONSECUENCIAS. Lesión menor (sin incapacidad),Daños importantes. Interrupción breve

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURAS por EQUIPO DEFECTUOSO (al) o (en) INVERSOR
	EVENTO O EFECTO FACTOR DE RIESGO (CAUSA) FUENTE

POTENCIAL	X	REAL				FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (efecta rendimiento laboral)				1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:		Ing. Jesús Payares Arrieta			MP:	AT 205-172063		Fecha:	8/01/2025	

POSIBLES CAUSAS: Defectos de Fabrica, Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.

CONSECUENCIAS: Lesión menor (sin incapacidad) Daños Leves. Interrupción breve y efecto menor

FRECUENCIA: Ha ocurrido en el sector

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	*Aceptable.* Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

Tabla 1. Matriz de análisis de riesgo eléctrico.

b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.

Para realizar el análisis de riesgo por descargas atmosféricas y las medidas de protección a utilizar se debe tener en cuenta la NTC 4552, la cual tiene en cuenta las protecciones contra rayos.

Ahora bien, de acuerdo con el artículo 5.2 de la NTC 4552, se realiza aplica la metodología para evaluar el nivel de riesgo y se establecen las medidas de protección.

El resultado de esta evaluación se obtiene de la ponderación de indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que implica un impacto directo o indirecto sobre éste a la estructura.

A continuación, se evalúa el nivel de riesgo:

Tabla 1. Indicador de parámetros del rayo

Densidad de descargas a tierra [Descargas/km² - año]	Corriente pico absoluta promedio [kA]		
	$40 \leq I_{abs}$	$20 \leq I_{abs} < 40$	$I_{abs} < 20$
$30 \leq DDT$			
$15 \leq DDT < 30$			
$5 \leq DDT < 15$			
$DDT < 5$			

Severos

Medios

Altos

Bajos

DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA DE LAS PRINCIPALES CIUDADES Y POBLACIONES DE COLOMBIA

Ciudad		Rango de DDT (rayos / km^2 x año) para áreas de 3 km x 3 km
Arauca	Puerto Inirida	1-2
Barranquilla	Riohacha	
Bogota	San Andrés	
Bucaramanga	San José del Guaviare	
Cali	Tumaco	
Cartagena	Tunja	
Cucuta	Valledupar	
Florencia	Villavicencio	
Ipiales	Armenia	
Leticia	Ibagué	
Mitu	Manizales	
Mocoa	Medellin	
Neiva	Monteria	
Pasto	Ocaña	
Popayan	Santa Marta	
Puerto Carreño	Sincelejo	
	Yopal	
Corozal	Magangue	3-5
Pereira	Turbo	
Girardot		
Barrancabermeja		6-9
Quibdo		
Samana		10-14
El Banco		
Bagre		
Remedios		
La Palma		
Nechi		15-20
Zona rural de Quibdó		5-14
Zona rural de la Palma		8-12
Zona Rural de Samana		10-16
Serrania de San Lucas y Estribaciones		20-40
Magdalena Medio		8-16

Para este caso, se tiene en cuenta el rango de DDT de Corozal, lugar más cercano al proyecto fotovoltaico. Su rango es de 3-5 DDT (rayos/km2 por año) con una corriente pico absoluta promedio de 20kA. Lo que representa un riesgo bajo según la Tabla 1 del indicador de parámetros del rayo.

Ahora bien, hace falta el indicador de gravedad para determinar si es necesario tomar precauciones para las descargas atmosféricas. El cual se basa en la siguiente tabla.

Tabla 2. Indicador de Gravedad

Resultado de la suma de subindicadores de estructura	Indicador de Gravedad
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Media
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Para tener la suma de los subindicadores se tienen en cuenta las siguientes tablas:

Tabla 3. Subindicador relacionado con el uso de la estructura

Clasificación de estructuras	Ejemplos de estructura	Indicador
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales, prisiones	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos	20
D	Estructuras no habitadas	0

Tabla 4. Subindicador relacionado con el tipo de estructura

Tipo de estructura	Indicador
No metálica	40
Mixta	20
Metálica	0

Tabla 5. Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura

Altura y área de la estructura	Indicador
Área menor a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	5
Altura mayor o igual a 25 m	20
Área mayor o igual a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	10
Altura mayor o igual a 25 m	20

Para finalizar, se ponderan los indicadores obtenidos en una matriz de riesgos teniendo en cuenta la tabla 2.

Tabla 6. Matriz de niveles de riesgo

GRAVEDAD / PARÁMETROS	Severa	Alta	Media	Baja	Leve
Severo					
Alto					
Medio					
Bajo					

Nivel de Riesgo de la estructura

	ALTO
	MEDIO
	BAJO

Para el primer subindicador la clasificación de la estructura es de tipo D, ya que se trata de un acueducto siendo su indicador de 0. En el caso del segundo subindicador, se tiene en cuenta que la estructura de los paneles es metálica, por tanto, su indicador sería de 0, y por último el tercer subindicador estaría dentro del rango de menor a 900 m2, y con altura menor a 25 metros, obteniendo así un indicador de 5. El ponderado de estos indicadores sería de 5. Lo que lleva a la conclusión de que el indicador de gravedad es Leve según la tabla 2.

De acuerdo con esto, se toman las acciones recomendadas según la norma, la cual indica:

Tabla 7. Acciones recomendadas según el nivel de riesgo

Nivel de riesgo	Acciones recomendadas
NIVEL DE RIESGO BAJO	SPI para acometidas aéreas
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
NIVEL DE RIESGO MEDIO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
NIVEL DE RIESGO ALTO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
	Plan de prevención y contingencia

Para el caso de un nivel de riesgo Leve, se realiza el cableado y puesta a tierra de acuerdo con la NTC 2050. No se realiza SPI ya que no hay cometidas aéreas.

De la misma manera, se atiende a las características para la selección de los DPS en DC y AC de las tablas E.3 y la tabla E.4 de la NTC 4552-1, para garantizar la vida útil del conjunto de inversores de Conexión a la red se implementan DPS AC a 220V y DPS en DC a 1000V DC para proteger el inversor y a su vez, equipotencializar todos los demás elementos con el sistema de PAT existente. En caso de no cumplir con las exigencias del RETIE se realizarán las adecuaciones requeridas para que este cumpla a cabalidad.

c. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

Cuadro Cargas AC.

CUADRO DE CARGAS AC								
MICROACUEDUCTO GRANADA – SINCE								
UBICACIÓN – ZONA: INTERIOR DE LA CASETA TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER				N° DE CIRCUITOS: 1, N° DE FASES: 3, N° DE HILOS: 4, VOLTAJE: 220V/240V				
Descripción	Inversor	Protección (A)	Conductor (AWG)	Potencia (W)	Circuito	L1	L2	L3
Inversor 20 kW	1	3X70	3×4 AWG + N°4 AWG + T°8 AWG	20000	1	X	X	X
Carga total local (W)				20000				

Fases Cu + Neutro – THHN-2 Inversor a tablero de distribución: 3×4 AWG + N°4 AWG Cu THHN-	**Alimentador Fases Cu + Neutro a tablero principal:** 3×4 AWG + N°4 AWG Cu THHN-2	**Conductor a tierra inversor a tablero de distribución:** 1×8 AWG Cu THHN-2
Protección General(A) por inversor: 3×70 A	**Protección Principal Totalizador (A): 3×70 A**	Tubería: Ø 1 1/4" PVC SCH40, EMT o IMC según requiera

Tabla 2. Cuadro cargas AC.

Cuadro Cargas DC.

CUADRO DE CARGAS DC								
MICROACUEDUCTO GRANADA – SINCE								
UBICACIÓN – ZONA: INTERIOR DE LA CASETA TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER					N° DE CIRCUITOS: 3, N° DE FASES: 2, N° DE HILOS: 3			
Descripción	Cadena	Protección Fusible(A)	Conductor AWG XLPE	Potencia String (W)	Circuito	Inversor N°1		
Serie de 11 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	7700	1	X		
Serie de 11 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	7700	2	X		
Serie de 11 Paneles 700W	1	2x25A	2N° $6mm^2$	7700	3	X		
Carga total local (W)				11200				
Cable lado positivo: Cu XLPE 4N°$6mm^2$ AWG		Cable lado negativo: Cu XLPE 4N°$6mm^2$ AWG			Conductor a tierra: Cu THHN/THWN-2 1N°8 AWG			
Protección general por cadena: 25A Fusible		Protección contra sobretensiones: DPS Tipo II 2P 1000Vdc			Tubería por cadena de paneles: Ø 3/4'' PVC, EMT o IMC según requiera			

Tabla 3. Cuadro cargas DC.

d. Coordinación de aislamiento eléctrico.

De acuerdo con el Anexo E de la NTC4552-1, la definición de Aislamiento: "Es la separación de dos o más superficies conductoras por medio de un dieléctrico (incluyendo el aire), ofreciendo una alta resistencia al paso de la corriente." Para el cumplimiento de esta condición, se coordina el aislamiento, teniendo en cuenta la tensión y corriente calculada de cada cadena de los arreglos de los módulos solares, junto con sus conectores, cables y demás elementos; los cuales cuentan con su rotulación y certificación para su uso dentro de los niveles de tensión, de la misma manera se aplica la misma metodología de cálculo de corriente y tensión para el cableado a utilizar en las acometidas de AC. Cabe resaltar que el uso de baterías se tiene en cuenta para alimentar primeramente cargas criticas antes que otras cargas.

e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.

Con la corriente de corto circuito de cada cadena que conforman el arreglo de los módulos solares fotovoltaicos, se implementan fusibles de 25A - 1000VDC, para cada uno de los arreglos; los cuales cuentan con su respectiva rotulación y certificado de producto. Adicionalmente, para despejar una posible falla a tierra se instala un conductor de puesta a tierra en configuración TT en DC y TNS en el lado de AC, donde el conductor seleccionado 1N°8 Cu AWG THHN-2 para lado DC y 1N°8 Cu AWG THHN-2 para lado AC.

Protecciones de sobre tensiones

DPS: Según se observa en las especificaciones del inversor las protecciones contra sobretensiones son de tipo II, por lo tanto, se selecciona un DPS tipo II contra sobretensiones transitorias inducidas.

Características del DPS Tipo II:

1. Protección contra sobretensiones inducidas: Este tipo de DPS está diseñado específicamente para limitar las sobretensiones que provienen de descargas atmosféricas indirectas o de conmutación en la red, lo cual es ideal para proteger instalaciones de corriente continua (DC) en sistemas fotovoltaicos.
2. Capacidad de corriente de impulso: El DPS Tipo 2 tiene una capacidad de descarga suficiente para manejar las sobretensiones inducidas sin sobrecargar o dañar el sistema.
3. Instalación en el lado DC y AC: En sistemas fotovoltaicos, se instala un DPS en el lado DC (entre los paneles y el inversor) y en el lado AC (entre el inversor y la red) para garantizar una protección completa.

A continuación, se calcula los voltajes límites para las protecciones DPS:

$$V_{oc}DPS = V_{oc\ DEL\ PANEL} * \#Paneles\ en\ Serie$$

$$V_{oc}DPS = 48.3V * 11 = 531.3V$$

Se escoge un DPS de 1000V ya que se espera no superar el valor anteriormente calculado en cada MPPT del sistema. Con esto, se garantiza que se puedan hacer ampliaciones a la máxima capacidad del inversor, y al mismo tiempo, se protegen los MPPT de cada inversor para que no sufran daños por sobretensiones en el sistema.

Se instala 1 DPS tipo II de 2P 1000V por cada cadena del sistema. Siendo un total de 3 DPS Tipo II de 2P 1000Vdc 40kA.

f. Análisis del nivel tensión requerido.

De acuerdo con RETIE, en el Libro 3, titulo 9 "Clasificación de los niveles de tensión", se aplica el siguiente literal:

- d. Baja Tensión (BT): Los de tensión nominal menor o igual a 1.000 V y mayores o iguales de 25 V c.a. o 60 V c.c. Teniendo en cuenta el nivel de tensión del punto de conexión a la red y la salida

del conjunto de inversores, la tensión de operación del sistema es una tensión normalizada 220/240 VAC. Y para el conjunto de paneles, el cual ninguna cadena supera los 1000V.

g. Cálculo de campos electromagnéticos.

No aplica para sistemas cogeneración de energía eléctrica fotovoltaica, debido a que la corriente total a la salida del conjunto de inversores y entregada a las cargas (circuito alimentador), no superan los 1.000A, lo cual sugiere que no se pasarán los umbrales establecidos en el artículo 3.11.1 del RETIE 2024.

h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

No Aplica, ya que no se necesitan transformadores adicionales para la puesta en marcha del sistema de generación fotovoltaica.

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.

La instalación no posee Sistema de puesta a tierra, sin embargo, se implementa un SPT según la IEEE80 2000, se realiza un modelo rectangular con 4 nodos unidos por cable 1N° 2/0 AWG y los resultados fueron los siguientes:

DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

	Instructivo de uso del programa		
	Resistencia requerida según aplicación menor a (W)	20	Escuelas
ρ	Resistividad aparente del terreno (Ω.m)	20	
I_f	Corriente de falla a tierra simétrica (rms) (A)	1000	
t_c	Tiempo de despeje de la falla (ms)	50	
	Marque la casilla si existe una capa superficial ☑	SI	
ρ_s	Resistividad de la capa superficial (Ω.m) Ver tabla 7	100	
h_s	Espesor de la capa superficial h_s (cm)	25	
	Recuerde borrar operaciones anteriores para reiniciar cálculos		

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR DE LA MALLA DE PAT

	Tipo de conductor seleccionado		Varilla de acero revestido de cobre
K_f	Constante del material conductor a utilizar en la PAT	14,64	Tabla 2 Pag. 44 IEEE 80-2000
A_{mm}^2	Área calculada del conductor a utilizar en la malla (mm^2)	67,4	Formula 40 Y 41 Pag. 43 IEEE 80-2000
d	Diámetro del conductor a utilizar en la malla de PAT (mm)	9,26	**Por requerimientos mecánicos**
	Calibre conductor a utilizar en malla de puesta a tierra	2/0 AWG	Código GEDISA | CBDES0100200

GEOMETRIA DE LA MALLA

a	**Cuadrada** ○	Largo (m)	8	
b	**Rectangular** ●	Ancho (m)	6	
L_1	En forma de L ○	L1 (m)	0	
L_2		L2 (m)	0	
D	Longitud de los lados de la cuadrícula (m)		1	
h	Profundidad de enterramiento de la malla (cm)		30	
A	**Área de la malla de PAT (m^2)**		48	
L_p	Longitud del perímetro (m)		28	
	Número de conductores en el sentido longitudinal o "X"		9	
L_x	Longitud Máxima del Conductor en el sentido de "X" (m)		72	
	Número de conductores en el sentido transversal o "Y"		7	
L_y	Longitud Máxima del Conductor en el sentido de "Y" (m)		42	
Lc	Longitud Conductor Horizontal De La Malla (m)		114	
	Empleo de barras copperweld o jabalinas ☑		SI	
	Modelo de barra copperweld			Barra copperweld de 5/8"
d_c	Diámetro de la Barra Copperweld o jabalina (mm)		19	
L_r	Longitud de la Barra Copperweld o jabalina (m)		2,4	

GEOMETRIA DE LA MALLA CONTINUACION

n_R	Número de barras copperweld colocadas en el área A	4	
L_R	Longitud total de las Barras Copperweld o Jabalinas (m)	10	
L_M	Longitud efectiva sin barras o con ellas no ubicadas en esquinas (m)	124	Formula 90 Pag. 94 IEEE 80-2000
L_M	Longitud efectiva con barras en el perimetro y esquinas (m)	129	Formula 91 Pag. 94 IEEE 80-2000
L_S	Longitud efectiva con barras copperweld o sin ellas (m)	94	Formula 93 Pag. 94 IEEE 80-2000

MOLDES Y CARTUCHOS PARA SOLDADURA EXOTERMICA

CX	Cantidad de conexiones exotérmicas en EQUIS	35	Código GEDISA	PTCE000200
MX	Molde de grafito para conexión exotérmica en EQUIS	1	Código GEDISA	PTXSH070070
CT	Cantidad de conexiones exotérmicas en TEE	28	Código GEDISA	PTCE000090
MT	Molde de grafito para conexión exotérmica en TEE	1	Código GEDISA	PTCTH070070

CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

R_m	Resistencia de malla (w)	0,67	Formula 52 Pag. 65 IEEE 80-2000
R_c	Resistencia de la barra copperweld seleccionada (w)	3,18	Barra copperweld 5/8
R_a	Resistencia equivalente del sistema de PAT (w)	0,36	Con barras copperweld

CÁLCULO DE CORRIENTE MAXIMA DE MALLA

I_G	Máxima corriente de malla (A)	258,72	Formula 63 Y 64 Pag. 73 IEEE 80-2000
I_g	Corriente de malla simétrica rms (A)	210,00	Formula 65 Pag. 73 IEEE 80-2000
D_f	Factor de decremento para la determinación de IG	1,232	Formula 79 Pag. 84 IEEE 80-2000
X/R	Valores típicos de la Relación X/R	X/R = 10	Tabla 10 Pag. 85 IEEE 80-2000
t_f	Valores típicos del Tiempo de duración de la falla (Seg)	0.05 seg	Tabla 10 Pag. 85 IEEE 80-2000
S_f	Factor divisor de la corriente de falla	0,21	Formula 63 Pag. 72 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE VOLTAJES PERMISIBLES DE PASO Y TOQUE

	Peso de la persona para estimación		Persona de 70 kg
E_p	Voltaje de paso tolerable (V)	1.066	Formula 29 y 30 Pag. 27 IEEE 80-2000
E_t	Voltaje de toque tolerable (V)	793	Formula 32 y 33 Pag. 27 IEEE 80-2000
C_s	Factor de decremento de la capa superficial	0,86	Formula 27 Pag. 23 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE VOLTAJES MAXIMOS DE PASO Y TOQUE

GPR	Máximo elevación del potencial de tierra GPR (V)	94	
E_m	Voltaje de malla en caso de falla (V)	17	Formula 80 Pag. 91 IEEE 80-2000
E_s	Voltaje de paso en caso de falla (V)	56	Formula 92 Pag. 94 IEEE 80-2000

CÁLCULO DE FACTORES GEOMETRICOS

n	Factor geométrico compuesto de factores na, nb, nc y nd	8,18	Formula 84 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_a	Factor geométrico	8,14	Formula 85 Pag. 93 IEEE 80-2000

n_b	Factor geométrico	1,005	Formula 86 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_c	Factor geométrico	1,000	Formula 87 Pag. 93 IEEE 80-2000
n_d	Factor geométrico	1,000	Formula 88 Pag. 93 IEEE 80-2000
	CÁLCULO DE FACTORES CORRECCION		
K_m	Factor de separación para el voltaje de la malla	0,47	Formula 81 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_{ii}	Factor de ponderación correctiva que se ajusta a los efectos de los conductores internos en la esquina de la malla	0,51	Formula 82 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_{ih}	Factor de ponderación correctiva que hace hincapié en los efectos de la profundidad de la red	1,14	Formula 83 Pag. 93 IEEE 80-2000
K_i	Factor de corrección por geometría de la malla	1,855	Formula 89 Pag. 94 IEEE 80-2000
K_s	Factor de separación para el voltaje de paso	1,089	Formula 94 Pag. 94 IEEE 80-2000
	EVALUACION DE RESULTADOS		
1	¿La resistencia de puesta a tierra R_g obtenida es menor que la resistencia requerida?		*SI, el diseño cumple con el requerimiento*
2	¿Es GPR menor que el voltaje de contacto tolerable?		*SI, el diseño cumple con el requerimiento*
3	Bajo condiciones de falla, ¿Es el voltaje de malla (E_m) menor que el voltaje de contacto tolerable (E_t)?		*SI, el voltaje de malla cumple con el requerimiento*
4	Bajo condiciones de falla ¿Es el voltaje de paso (E_s) menor que el voltaje de paso tolerable (E_s)?		*SI, el voltaje de paso cumple con el requerimiento*

Por tal motivo se propone un sistema rectangular con 4 varillas y cable 1N° 2/0 AWG con soldadura exotérmica, este SPT se conecta al tablero principal de baja tensión y el cual será el punto de conexión del sistema solar. Se utiliza cable N°8 AWG del inversor hasta el tablero, y el cable N°6 AWG del tablero hasta la malla.

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Estos cálculos no fueron evaluados, debido a que es una instalación de uso final, adicionalmente, teniendo en cuenta que un sistema de generación PV, la corriente no aumenta proporcionalmente a la demanda instantánea de las cargas, por el contrario esta depende es la directamente de la condiciones instantáneas de la radiación y la temperatura, por lo cual, la corriente máxima se determina por los datos de placa del inversor o los módulos PV, lo cual solo se alcanza en pequeños lapsos de tiempo.

Finalmente, los costos de la energía eléctrica serán los consumos generados por las cargas dependiendo su uso y el tiempo de operación, los cuales serán facturados por el OR, sin embargo, teniendo en cuanta la implementación de la planta PV bajo la modalidad AGPE con entrega de excedentes, los costos de energía eléctrica consumida de la red eléctrica convencional tienden a disminuir significativamente.

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.

Para la verificación, se tiene en cuenta la capacidad de los conductores conforme a la capacidad de interrupción de las protecciones, y así protegiendo adecuadamente la instalación. Los conductores se escogieron de acuerdo con su ampacidad por temperatura a 60°C si la corriente a conducir es menor o igual a 100A, y a 75°C si la corriente es mayor a 100A, esto calculado de acuerdo con los equipos y cargas calculadas. Para la selección de los conductores se tuvo en cuenta el nivel de aislamiento presentado en la Tabla 3.10.16 de la NTC 2050.

l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

Para el montaje de del sistema fotovoltaico se utilizan estructuras soportadas en aluminio, las cuales ofrecen una fácil instalación y alta compatibilidad. En planos se especifican los esquemas de construcción, y para la estructura soporte de los paneles solares, se describe a continuación los elementos que lo componen:

COMPONENTES DE LA ESTRUCTURA

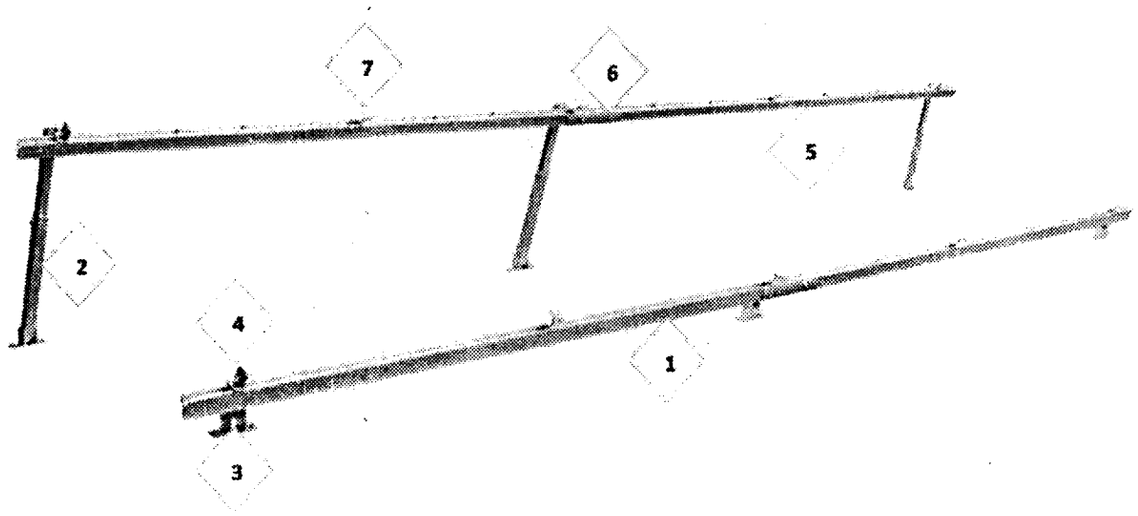
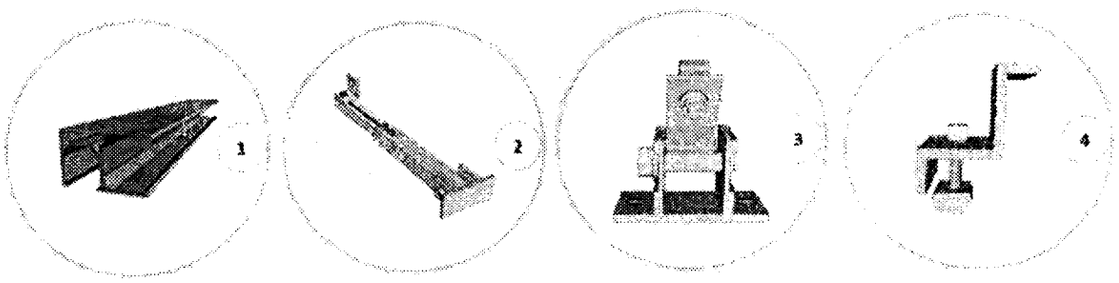
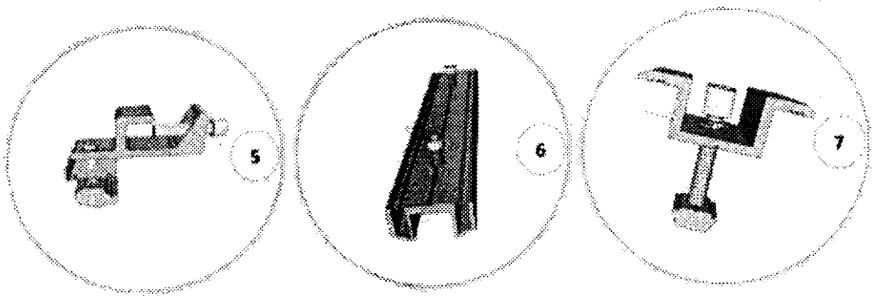


Ilustración 1. Componentes para montaje de paneles solares





ESTRUCTURA SOPORTADA EN ALUMINIO ANODIZADO DE 2.4M (PARA 2 PANELES)

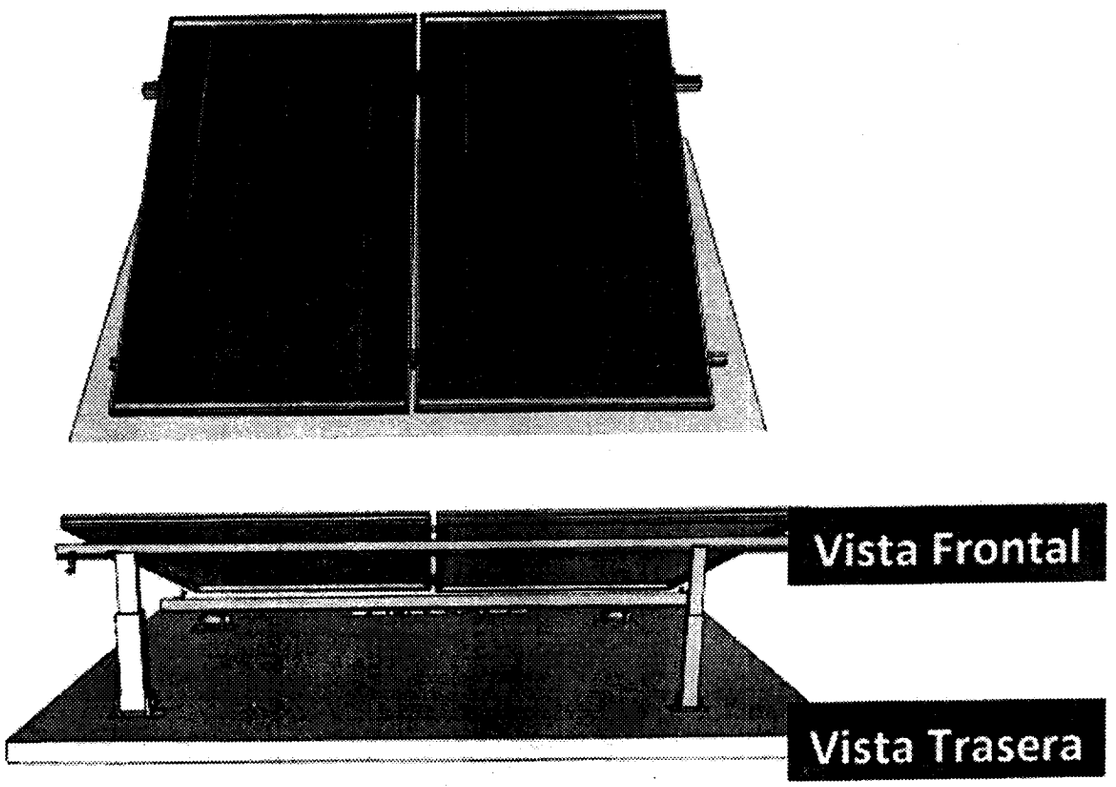
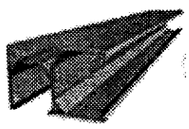
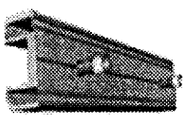
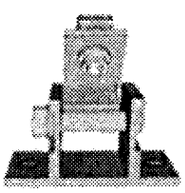
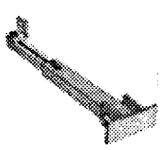
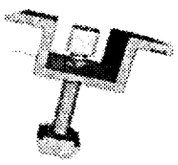
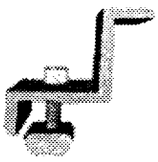
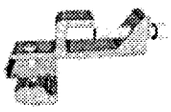
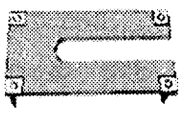


Ilustración 2. Vistas de estructura para paneles soportada en aluminio anodizado

A continuación, se describen la cantidad de elementos a utilizar para la construcción de la estructura para el soporte de los paneles solares del proyecto.

IMAGEN	ARTICULO	PESO(KG)	CANTIDAD PARA LA INSTALACION	DESCRIPCION

	Riel de aluminio anodizado (4700 mm)	3.4	17	Un componente ubicado en la parte posterior del módulo, a una distancia mínima equivalente a dos celdas desde el marco del módulo tanto en la parte superior como inferior, asegurando la correcta posición del riel para facilitar su acoplamiento con las ranuras de los demás elementos.
	Unión de perfil (riel de aluminio)	0.06	18	Si se instalan más de dos estructuras en riel, este componente se vuelve indispensable, ya que sirve para conectar dos estructuras. Se coloca al final de cada riel y luego se ajusta correctamente.
	Grapa delantera ajustable. con almohadilla de goma. Puede utilizarse también la L Feet o LClamp (Para este caso se utilizará la LClamp)	0.3	28	Este componente debe instalarse en la parte inferior del módulo, asegurándose de que la pieza móvil con un ángulo de 90 grados y la pieza de anclaje queden posicionadas dentro de la ranura del riel.
	Pata trasera ajustable Reforzado 15-30°	0.9	0	Este componente se instala en la parte superior del módulo, asegurando que la pieza móvil con un ángulo de 90 grados, ubicada en la parte inferior, quede alineada con el perfil de aluminio de la pata trasera. Es importante considerar la orientación de la pata para facilitar el

				empalme con la pieza de anclaje, que debe insertarse en la ranura del riel.
	Abrazadera intermedia de 35mm	0.06	52	Estos componentes se instalan en la parte central entre dos módulos, tanto en la unión superior como en la inferior. Se debe respetar la alineación con la abrazadera final (end clamp) y mantener una distancia mínima de dos celdas desde el marco del módulo en los lados superior e inferior.
	Abrazadera final de 35mm	0.05	12	Este componente se instala al final de cada riel, tanto en la parte superior como en la inferior, con el propósito de asegurar y fijar los módulos fotovoltaicos, evitando cualquier deslizamiento.
	Lug de puesta a tierra	0.03	0	Este componente es fundamental para el aterrizaje a tierra del sistema. Se instala de forma perpendicular al final del riel. Es necesario colocar uno de estos componentes por cada "string" o rama del sistema.
	Grapa de puesta a tierra o Ground Lug	0.005	29	Se coloca debajo de la abrazadera central (middle clamp), entre el marco del módulo y el riel, con el propósito de garantizar la continuidad eléctrica entre ambos materiales de aluminio.

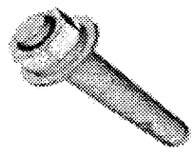
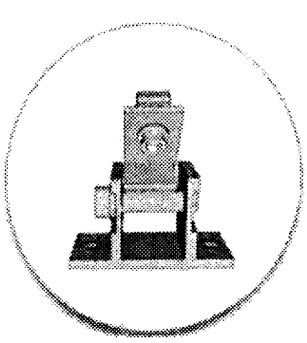
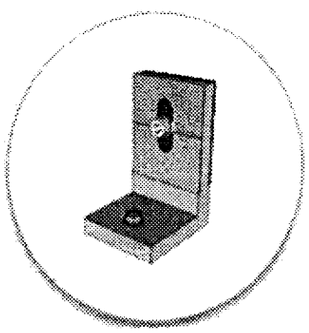
	Tornillo Autoperforante	0.07	60	Elemento de expansión utilizado para asegurar los elementos de sujeción.

Tabla 4. Elementos de Sujeción para soporte de paneles solares.

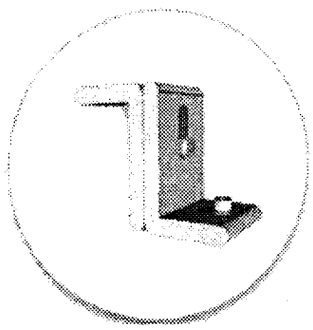
Cabe resaltar que, para montajes de estructuras en techos planos, se puede reemplazar la grapa delantera ajustable por una abrazadera tipo L.



Grapa delantera ajustable



Abrazadera tipo ''L feet''



Abrazadera tipo ''L foot''

Ilustración 3. Tipos de abrazadera para montaje de paneles en riel

CRITERIOS POR CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Para el diseño se debe considerar al menos lo siguiente:

- Ubicación donde se instalará el sistema fotovoltaico.
- Orientación e Inclinación de los paneles fotovoltaicos.
- Tipo de soporte para los paneles fotovoltaicos.
- Condiciones del suelo o techo donde se ubicarán los soportes.
- Espacio o superficie disponible en metro cuadrado (m^2).
- Radiación solar del lugar.
- Evaluación de posibles sombras.
- Condiciones generales donde se vaya a ubicar.

PROCEDIMIENTO:

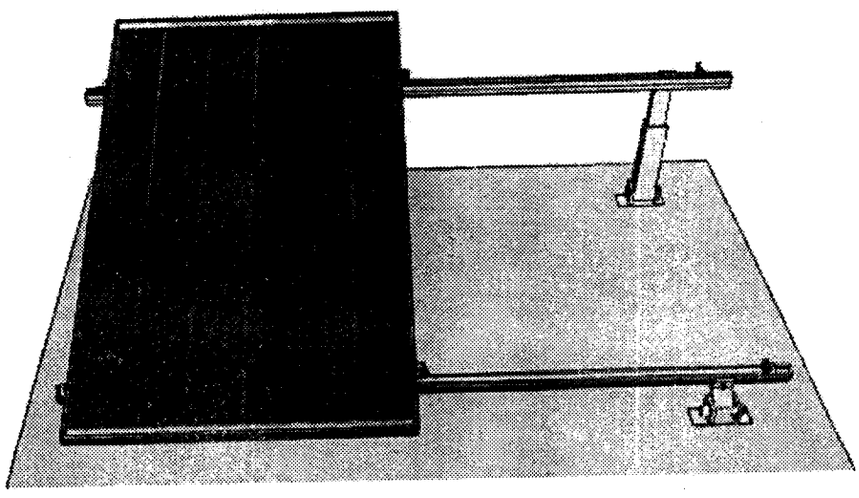
1. Mediciones iniciales:
- Determinar las dimensiones del espacio.
- Colocar las patas delanteras y traseras en un rango vertical de 1.20m a 1.70m.
- Ubicar las patas a 0.5m de los extremos del riel, ajustándose a las dimensiones del módulo y riel.

2. Techos inclinados:
- Las patas traseras se sustituyen por patas delanteras.
- Se respeta el mismo número de patas.

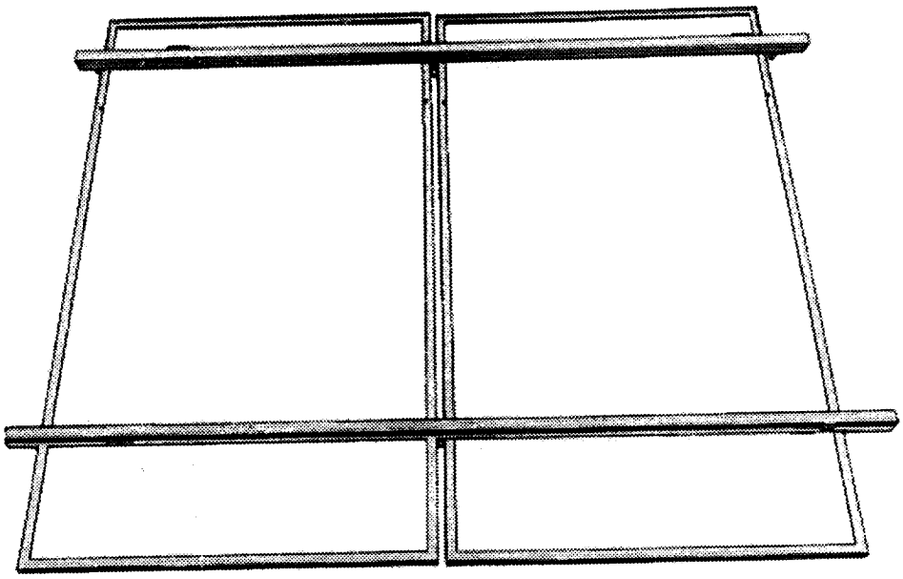
3. Uso de componentes adicionales:
- Si hay más de una estructura, se utiliza una unión de riel para unir los rieles.

4. Perforaciones y fijaciones:
- Hacer perforaciones con una broca de 1/2 pulgada.
- Aislar los orificios con silicón.
- Colocar taquetes expansivos M8X60.
- Colocar las patas correspondientes.
- Usar un pedazo de caucho o neopreno entre las patas y la superficie antes de fijarlas.

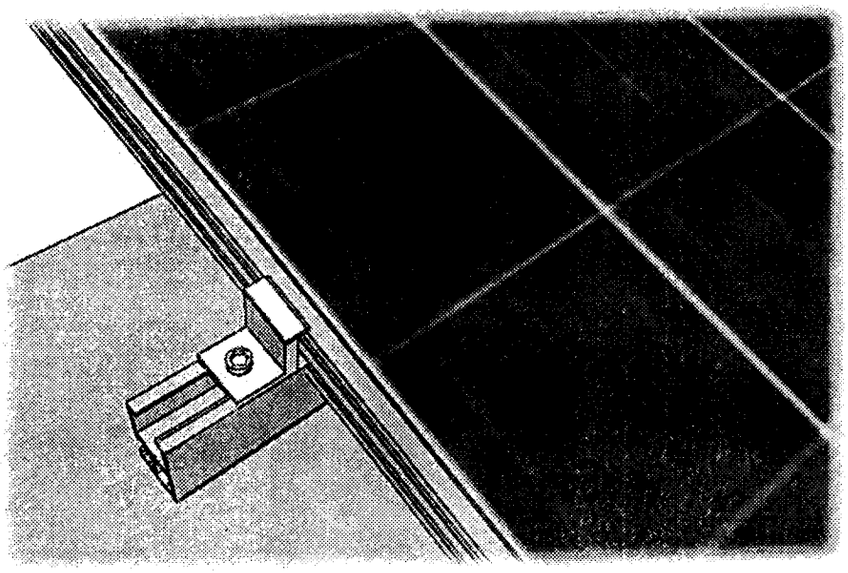
5. Colocación del riel:
- Después de fijar las patas, se colocan los rieles en la parte alta y baja de la estructura.



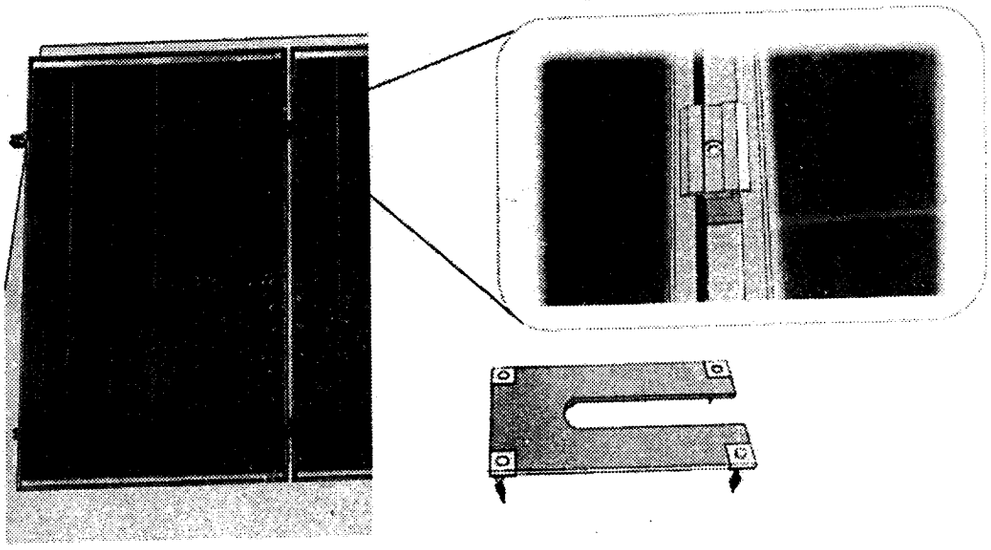
Instalar los módulos sobre los rieles, asegurándose de considerar la orientación del sistema fotovoltaico. La caja de diodos de protección debe ubicarse en la parte superior, hacia el lado de la pata ajustable trasera.



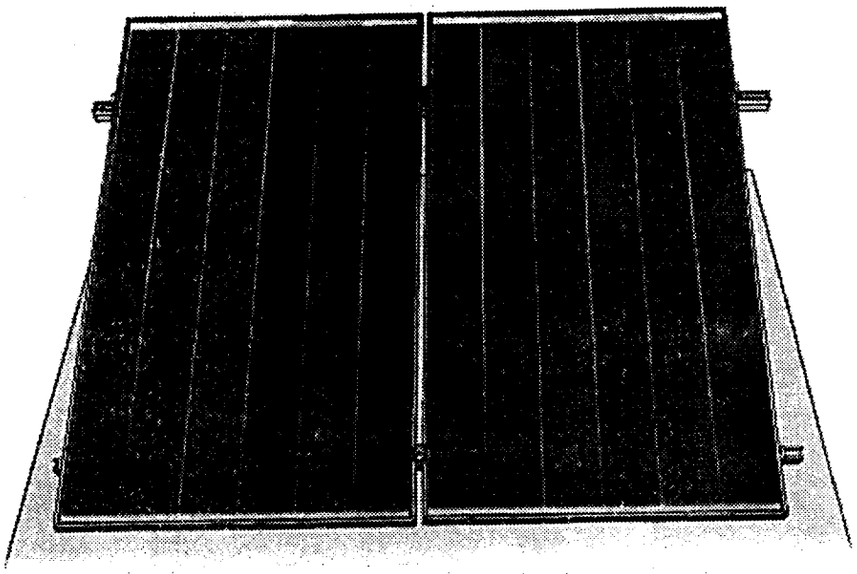
Coloque o ajuste la abrazadera final en las partes superior e inferior del riel y asegúrela. Después de instalar el primer módulo, utilice una llave Allen de 6 mm, que es indispensable para todos los elementos de la estructura.



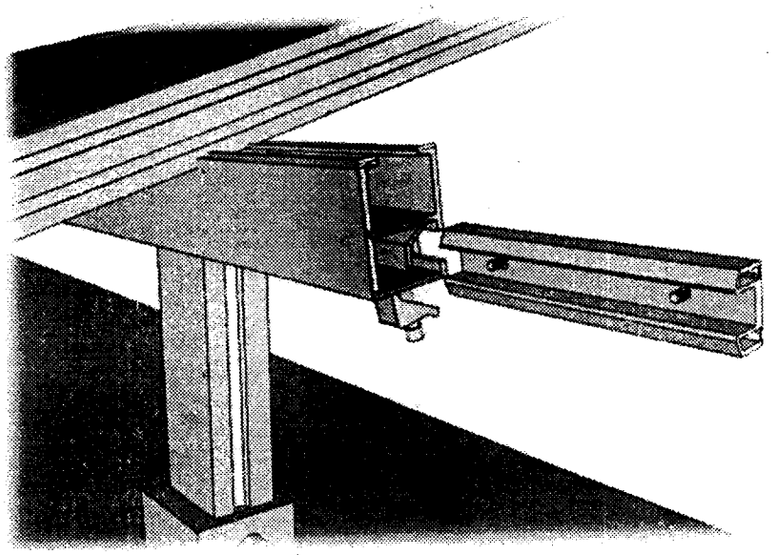
Desplace el siguiente módulo hacia un costado del primero y, a continuación, instale o ajuste la abrazadera central. Una vez colocada la abrazadera, proceda a instalar el clip de conexión a tierra en el mismo lugar.



La instalación de la abrazadera central y el clip debe realizarse antes de colocar el módulo, ya sea deslizándolos a lo largo del riel o fijándolos con tornillos. Este procedimiento debe repetirse según el tipo de estructura, ya sea de 2 metros para dos módulos o de 4 metros para cuatro módulos. Las terminales del clip se conectan y empalman con el riel. Finalmente, coloque o ajuste la abrazadera final en las partes superior e inferior del riel, asegurándola después de instalar el último módulo. Esto garantiza que los módulos queden firmemente sujetos y evita cualquier desplazamiento.



Si se tienen varias estructuras conectadas entre sí, es necesario emplear un empalme de riel por cada conexión. En otras palabras, se utilizará un empalme para unir dos estructuras a través del mismo riel.



Instale el tope de tierra en la parte superior del riel, asegurándolo correctamente. Este componente es esencial para garantizar el aterrizaje a tierra del sistema y debe colocarse de forma perpendicular al final del riel. Se debe colocar un tope de tierra por cada string o cadena del sistema.

