MEMORIA DE CÁCULO ELÉCTRICO

AUTOGENERADOR PTAR SAMACÁ 100KW

DOCUMENTO: FEM-AGPE-01-2025

REVISIÓN NO. 0



LIZETH DAYANA GAMBOA LOPEZ

INGENIERA ELÉCTRICISTA

CN205-153974

AGOSTO 2025

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN. 4
2. UBICACIÓN DEL PROYECTO 4
3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 4
4. DISEÑO DETALLADO....5
A. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. 5
B. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. 9
C. Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos. 13
D. Coordinación de aislamiento eléctrico....14
E. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra. 14
F. Análisis del nivel tensión requerido. 15
G. Cálculos de campos electromagnéticos. 15
H. Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga. 15
I. Sistema de puesta a tierra. 16
J. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.....17
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.....18
L. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación....18
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....19
N. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.). 20
O. Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. 22
P. Cálculos de regulación de tensión. 22
Q. Áreas clasificadas como peligrosas. 23
R. Diagrama unifilar....23

S. ..... Planos eléctricos para construcción. 23

T. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares. 23

U. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas. 23

V. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. 24

W. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas. 25

X. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales. 25

1. INTRODUCCIÓN.

El presente documento comprende las memorias de cálculo correspondientes al diseño del Autogenerador a pequeña escala con inyección a la red PTAR Samacá 100 kW de acuerdo con la metodología establecida en la sección 3.3.1 del RETIE (Diseño detallado). Lo anterior para complementar la documentación anexa de acuerdo con lo dispuesto en el literal G del Artículo 14 de la Resolución CREG 174 de 2021.

2. UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se encuentra ubicado en el municipio de Samacá, departamento de Boyacá; en las coordenadas Latitud 5.505014° Longitud - 73.489722° y se conectará al Tablero General de Distribución 440V existente, este a su vez se encuentra energizado actualmente por el operador de red EBSA. En la Imagen 1 se observa la ubicación georreferenciada de la PTAR de Samacá.



Imagen 1. Ubicación del proyecto Autogenerador PTAR 100KW

Fuente: Google Earth.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto Autogenerador a pequeña escala con inyección a la red PTAR Samacá 100 kW, está compuesto por 168 módulos marca Trina Solar TSM-710NEG21C.20 de 710 Wp para un

total de potencia nominal DC de 119 kWp. 1 inversor SUN2000-100KTL-M2 de 100kW de potencia nominal. Todos los paneles se conectan al inversor por medio de 10 entradas MPPT

Para realizar la conexión del inversor al sistema eléctrico existente se contempla la instalación de un tablero a 440V denominado TGFV, el cual será instalado en el cuarto de ***Tableros de distribución BT1.*** Este tablero contará con tres interruptores termomagnéticos A.C., dos de entrada (uno para el inversor, y el otro para generar la interconexión con el tablero general de distribución 440V existente) y un interruptor AC de salida, dando interconexión con el transformador Baja-Baja existente. La medida existente cuenta con un medidor bidireccional que es funcional para el autogenerado con entrega de excedentes.

4. DISEÑO DETALLADO

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

En la siguiente sección del documento se realiza el análisis para cada uno de los riesgos más comunes, luego a través de la matriz de riesgo se evalúa la gravedad de cada evento, y se presentan las medidas recomendadas para mitigar el riesgo.

RIESGO A EVALUAR	Ausencia de energía (EVENTO O EFECTO) por Suspensión de servicio (FACTOR DE RIESGO (CAUSA)) (al) o (en) Red de B.T. y M.T. del O.R. (FUENTE)									
POTENCIAL ☑			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 meses 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)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE RIESGO: Teniendo en cuenta que el sistema fotovoltaico no puede funcionar sin una tensión de referencia en AC, se debe proyectar un sistema ininterrumpido de potencia (UPS) en línea para los equipos eléctricos de operación critica en las áreas donde la continuidad del servicio de energía es esencial para conservar la vida.

RIESGO A EVALUAR	Electrocución (EVENTO O EFECTO)	por	Contacto directo (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Sistema Fotovoltaico (FUENTE)

POTENCIAL ☑ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: Sucede varias meses 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. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE RIESGO: Instalación de tableros de Baja Tensión en AC y DC en cuartos con acceso restringido, uso de gabinetes de paso y tableros ramales con llave, instalación de marquillas de riesgo eléctrico en tableros, gabinetes y cajas combinadoras.

RIESGO A EVALUAR	Perdida de vidas/equipos (EVENTO O EFECTO)	por	Descargas atmosfericas (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Nubes de tormenta (FUENTE)

POTENCIAL ☑ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: Sucede varias meses 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. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE RIESGO: Realizar un dimensionamiento adecuado del sistema integral de protección contra rayos, verificar una conexión sólida desde el sistema de apantallamiento hasta el sistema de puesta a tierra, agregar marcación de riesgo eléctrico y programar mantenimientos periódicos para evaluar el estado de la instalación constantemente.

RIESGO A EVALUAR	Arcos eléctricos (EVENTO O EFECTO)	por	Manipulación con carga (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Sistema fotovoltaico (FUENTE)

POTENCIAL ☑ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: Sucede varias meses 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. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE RIESGO: Se recomienda verificar la tensión de alimentación y la corriente de salida de los circuitos existentes o nuevos en los tableros de distribución, utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, demarcar y mantener la distancia de seguridad, usar gafas de protección contra rayos ultravioleta.

RIESGO A EVALUAR	Electrocución (EVENTO O EFECTO)	por	Contacto indirecto (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Falla de aislamiento y SPT (FUENTE)

POTENCIAL ☑ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: Sucede varias meses 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. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE RIESGO: Todas las estructuras y equipos del sistema deben estar sólidamente conectadas a tierra, además, todas las estructuras del SIPRA deben estar conectadas de forma que se garantice la equipotencialidad del sistema.

RIESGO A EVALUAR	Cortocircuito (EVENTO O EFECTO)	por	Falla del aislamiento (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Red de B.T., M.T. y equipos defectuosos (FUENTE)

POTENCIAL ☑ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: Sucede varias meses 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. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE RIESGO: Dimensionamiento adecuado de los conductores de alimentadores y acometidas, y concordancia con la capacidad de corriente de los interruptores termomagnéticos de protección.

RIESGO A EVALUAR	Electrocución (EVENTO O EFECTO)	por	Electricidad estática (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Materiales aislantes y conductores (FUENTE)

POTENCIAL ☑ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: Sucede varias meses 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. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE RIESGO: Todo el sistema eléctrico debe estar sólidamente conectado a tierra, contar con conexiones equipotenciales entre equipos y estructuras, e instalar pisos conductivos donde sea posible.

RIESGO A EVALUAR	Equipo fuera de servicio (EVENTO O EFECTO)	por	Equipo defectuoso (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Sistema fotovoltaico (FUENTE)

POTENCIAL ☑	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 meses 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)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE RIESGO: Mantenimiento predictivo y preventivo en la infraestructura del sistema fotovoltaico, manipulación adecuada por parte del personal de encargado del parque solar.

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

El análisis y cálculo de índice de riesgo para evaluar si es necesario instalar un sistema de protección interna y externa contra rayos, se realiza con base en la norma IEC 62305, la cual se usó como base para la construcción de la norma colombiana NTC 4552: Protección contra descargas eléctricas atmosféricas.

El proyecto está ubicado en el municipio de Samacá, departamento de Boyacá con longitud y latitud como se especifica en la sección 2 del presente documento.

Para realizar el análisis de riesgos es fundamental contar con la ubicación exacta del proyecto, ya que esto permite determinar con precisión la Densidad de Descargas a Tierra (DDT) correspondiente al área específica. Este dato es esencial para evaluar el comportamiento de las descargas atmosféricas en la zona, según lo establecido en la norma NTC 4552. En la Tabla 1, se presentan los datos de la variación de la DDT en diferentes regiones del país de acuerdo con la tabla A.6 de la NTC 4552-1. En nuestro caso tomamos el dato de la ciudad de Bogotá, ya que este valor es el más cercano registrado al punto de instalación del proyecto.

Tabla 1. DDT de las principales ciudades y poblaciones de Colombia.

Ciudad	Latitud	Longitud	Densidad promedio
Barranquilla	10,9	-74,8	1
Cartagena	10,5	-75,5	2
Corozal	9,3	-75,3	3
El Banco	9,1	-74,0	10
Magangue	9,3	-74,8	5
Montería	8,8	-75,9	2
Quibdo	5,7	-76,6	9
Santa Marta	11,1	-74,2	2
Tumaco	1,8	-78,8	1
Turbo	8,1	-76,7	5
Valledupar	10,4	-73,3	2
Riohacha	11,5	-72,9	2
Armenia	4,5	-75,8	2
Barranca	7,0	-73,8	7
Bogota	4,7	-74,2	1
Bucaramanga	7,1	-73,1	1
Cali	3,6	-76,4	1
Cúcuta	7,9	-72,5	1
Girardot	4,3	-74,8	5
Ibagué	4,4	-75,2	2
Ipiales	0,8	-77,6	1
Manizales	5,0	-75,5	2
Medellin	6,1	-75,4	1
Neiva	3,0	-75,3	1
Ocaña	8,3	-73,4	2
Pasto	1,4	-77,3	1
Pereira	4,8	-75,7	4
Popayán	2,4	-76,6	1
Remedios	7,0	-74,7	12
Villavicencio	4,2	-73,5	1
Bagre	7,8	-75,2	12
Samaná	5,4	-74,8	9

Para la selección del valor pico de corriente de retorno el rayo se tiene en cuenta la NTC 4552-1, la cual tiene unos valores aproximados en el territorio colombiano.

Tabla 2. Densidad de descargas a tierra con la corriente absoluta.

Densidad de descargas a tierra [Descargas/km² - año]	Corriente pico absoluta promedio [kA]		
	40 < Iabs	20 < Iabs < 40	Iabs < 20
30 ≤ DDT			
15 ≤ 30 < DDT			
5 ≤ 30 < 15			
DDT < 5		X	

Severos Altos

Medios Bajos

Sumando los valores de los subindicadores relacionados con la estructura, como son el uso, el tipo y la combinación de altura y área. Se obtiene el indicador de gravedad (IG).

INDICADORE DE GRAVERDAD

$$I_G = I_{USO} + I_T + I_{AA}$$

En donde:

I uso: Subindicador relacionado con el uso de la estructura

I T: Subindicador relacionado con el tipo de estructura

IAA: Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura

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 900m^2	
Altura menor a 25 m	5
Altura mayor o igual a 25 m	20
Área mayor a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	10
Altura mayor o igual a 25 m	20

De acuerdo con los indicadores de las tablas NTC 4552 se establece que el índice de gravedad (IG). es igual a:

IG = 5+10

IG = 15

En la Tabla 6, seleccionamos el indicador de gravedad correspondiente al análisis.

Tabla 6. Indicador de gravedad.

Resultado de la suma de subindicador 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

A continuación, en la Tabla 7, se observa la matriz de riesgo, con la cual relacionamos los datos arrojados por los indicadores de exposición del rayo y del índice de gravedad.

Tabla 7. Matriz de niveles de riesgo.

GRAVEDAD / PARÁMETROS	Severa	Alta	Media	Baja	Leve	Nivel de Riesgo	
Severo							Alto
Alto							Medio
Medio							Bajo
Bajo					X		

De la tabla anterior, se concluye que el nivel de riesgo para la instalación en estudio tiene un indicador BAJO.

Se concluye que la edificación que cuenta con la estructura de paneles solares se caracteriza con nivel de riesgo bajo de acuerdo con la metodología establecida en la NTC 4552. Por lo anterior NO REQUIERE SPE (SISTEMA DE PROTECCIÓN EXTERNO).

C. Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.

Debido a que el proyecto evaluado es un sistema de generación solar fotovoltaica, se realiza el análisis de la carga proyectada de acuerdo con la capacidad nominal de los equipos que realizan el proceso de conversión de energía, es decir, del inversor HUAWEI proyectado, tal como se muestra a continuación:

Tabla 8. Cuadro de carga proyectado

Elemento	Cantidad	Carga proyectada [kW]
Huawei SUN2000-100KTL-M2	1	100

El inversor utilizado es de onda pura por lo que se asume que en la potencia no habrá presencia de armónicos y su factor de potencia será 1.

En caso de que el factor de potencia medido en el tablero de interconexión se encuentre por fuera de los rangos establecidos por regulación, adicional a lo expuesto en los cálculos, en caso de requerirse por medio del banco de condensadores existente se mantendrá el factor de potencia dentro de los rangos establecidos en la regulación.

De acuerdo con la hoja de datos de los inversores a instalar para este proyecto, se observa que su distorsión armónica (THD) es menor al 3%. Una vez conocido este valor, se procede

a aplicar los factores de corrección para los conductores de acuerdo con la Tabla 9 extraída de la norma IEC 60364.

Tabla 9. Factores de corrección para cables que transportan corriente.

Corriente de línea del 3° armónico (%)	Valor seleccionado basado en la corriente de línea	Valor seleccionado sobre la base de la corriente del neutro
0-15	1	-
15-33	0.86	-
33-45	-	0.86
>45	-	1

Como se puede ver en la tabla para distorsiones menores al 15% el factor de corrección para las corrientes de línea es 1 y para el neutro no aplica, por lo tanto, no afecta el dimensionamiento técnico realizado.

Como resultado de la aplicación de los factores anteriores, será suficiente con mantener el calibre del neutro, igual al de las fases en los alimentadores de los tableros de distribución, los efectos provocados por armónicos de estas cargas son despreciables.

D. Coordinación de aislamiento eléctrico.

La coordinación de aislamiento no aplica para este sistema que suministra energía al lugar en mención, pues es de baja tensión. Sin embargo, se relaciona la tensión utilizada y la tensión soportada por los equipos y conductores a instalar.

Tabla 10. Capacidades de voltaje de cableado y conectores.

Elemento	Tensión soportada [V]
Trina Solar TSM-710NEG21C.20	1500
Huawei SUN2000-100KTL-M2	1100
Cable FV	1000
Conector MC4	1000
Cable AC	600

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

La fuente de potencia en este caso particular es limitada, pues proviene de un sistema fotovoltaico y no se cuenta con sistema de transformación de altas capacidades de

corriente o con una subestación donde se encuentren corrientes elevadas. En este caso la corriente máxima del sistema está dada por la configuración entre paneles y estos no manejan corrientes elevadas, lo que disminuye el riesgo de provocar fallos en el sistema.

Por su parte, El inversor vienen integrados con sistema de protección de falla a tierra con interruptor de monitor de aislamiento. Los niveles de corto en AC de las protecciones se seleccionan en función al nivel de corto en el punto de interconexión. El inversor al tener un sistema de protección anti-isla, se desconectan ante una falla no aportando de manera significativa al nivel de la falla.

F. Análisis del nivel tensión requerido.

La salida del inversor entrega una tensión de 400/480 V se ajusta en 440 V de tensión nominal, conecta al tablero TGFV de, 440V el cual será instalado en el cuarto de ***Tableros de distribución BT1*.**

El resto de las tensiones ya existentes en la infraestructura del proyecto se mantendrán iguales como vienen operando para cada una de las cargas.

G. Cálculos de campos electromagnéticos.

Con base en la regulación existente y que la misma hace relación a campos electromagnéticos para subestaciones con tensiones superiores a 57,5kV, este apartado no aplica para el proyecto en cuestión dado que las tensiones en las que trabajará el sistema no superan dicho nivel de tensión ni en corriente directa ni en corriente alterna, además el sistema, así como sus acometidas tanto en AC como en DC se instalarán en su totalidad en zonas en las que no hay gran afluencia de transeúntes.

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

Teniendo en cuenta que la carga adicional conectada al transformador existente de 300kW es el inversor de 100Kw y puesto que las horas de generación tiene gran coincidencia con la horas de consumo se generará un autoconsumo y el transformador existente seguirá operando de manera adecuada.

Los límites de distorsión armónica requeridos de acuerdo con los rangos de voltaje se toman de la norma IEEE 519-2014 y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11. Límites de distorsión de tensión.

Tensión del bus en el punto de acoplamiento	Armónico individual (%)	THD (%)
$V \leq 1\ kV$	5	8
$1\ kV \leq 69\ kV$	3	5
$69 kV \leq 161\ kV$	1.5	0.86
$161\ kV < V$	1	1

Por lo que, teniendo en cuenta el punto de acoplamiento, la distorsión armónica no debe ser mayor al 5%. Es importante realizar mediciones in situ una vez se encuentren instalados los equipos para verificar el valor de esta distorsión.

I. Sistema de puesta a tierra.

Según el RETIE cuando la tensión nominal en corriente continua es superior a ±48 V, deben contar con un sistema de puesta a tierra a la que debe conectarse el punto neutro de la conexión, las masas metálicas y las estructuras de soporte. Se debe contar con señalización de riesgo eléctrico en las cajas de conexión de CC, indicando que en su interior las partes activas se encuentran alimentadas por el generador y que tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública, aún puede existir energización.

La estructura del panel fotovoltaico y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma del resto de la instalación. Se debe realizar la puesta a tierra del tablero de control, inversor y las estructuras metálicas de los equipos que componen el sistema. Todos unidos a un mismo punto en la tierra para garantizar la equipotencialidad de la instalación. El punto de conexión de tierra se coloca lo más cercano posible a la fuente fotovoltaica, así el sistema quedará mejor protegido contra las sobretensiones por descargas atmosféricas, según la NTC 2050 en el artículo 690-42.

La equipotencialidad de los equipos se realiza utilizando un conductor que une los equipos utilizando pernos de conexión a tierra.

La elección del conductor de puesta a tierra se realiza basado en la tabla 250-95 propuesta en la norma NTC 2050, donde se especifica un calibre mínimo.

En este caso, se seleccionó una protección principal del sistema solar de 170 A y el cable es alambre de cobre, por ende, se elige el calibre mínimo de 6 AWG para el conductor de tierra de acuerdo con la Tabla 12.

Tabla 12. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm²	AWG o kcmil	mm²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Por su parte, en el artículo 15.3.1 del RETIE se establece que el electrodo tipo varilla debe tener mínimo 2,4 m de longitud. Para el diseño de esta malla se eligieron electrodos tipo varilla de cobre 5/8" x 2,4 m, y que en cada punto donde se instale un electrodo debe existir una caja de inspección de este con unas dimensiones de 30x30 cm.

La subestación existente cuenta con la malla de puesta a tierra la cual fue diseñada bajo los estándares de establecidos en la IEEE 80. El sistema de tierra generado para los paneles solares se interconecta con la malla general del sistema de puesta a tierra.

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

Este numeral no aplica para este proyecto ya que la distribución desde el sistema de generación fotovoltaico es completamente radial y solo tiene un sentido; por esta razón solo existe una opción de cableado entre los equipos del proyecto. Razón por la cual el tipo de

cableado estará especificado a partir del resultado de calcular el conductor por capacidad de corriente y el cálculo de regulación parcial y acumulada.

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 seleccionar los conductores de cada acometida se calculó la corriente nominal de cada tramo en A.C. y D.C. y su correspondiente corriente de protección, de acuerdo con esto se seleccionó el calibre adecuado según su capacidad de corriente, como se muestra a continuación en las Tabla 13 y Tabla 14

Tabla 13. Selección de conductores AC

CABLES EN CORREINTE ALTERNA																
DESDE - HASTA	# cables/fase	Longitud [m]	Potencia tramo [kW]	Tensión nominal [V]	Corriente de sobre carga [A] In*1.25	Corriente de proteccion [A]	DV(3%) [V]	Calibre Cable	Material	Ampacidad nominal Cable [A]	R [Ohms]	Reg. [V]	Reg. %	Pérdidas (W)	Horas de operación	Pérdidas (kWh)
INVERSOR - TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO	1	27	100	440	164.02	3x170	13.20	2/0	Cu	195	0.00702	2.0	0.45	188.86	1783.00	336.73
TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO-TABLERO GENRAL DE DISTRIBUCION	1	2.5	100	440	164.02	3x170	13.20	2/0	Cu	195	0.00065	0.2	0.04	17.49	1783.00	31.18

Tabla 14. Selección de conductores DC

CABLES EN CORREINTE CONTINUA												
STRING	TRAMO	DISTACIA RECORRIDO [m]	CANTIDAD DE MODULOS EN SERIE	CORRIENTE EN SOBRE CARGA Inom*1,25 [A]	Voc [V]	Corriente de proteccion [A]	DV(1,5%) [V]	Calibre Cable [mm2]	Ampacidad nominal Cable [A]	R [Ohms]	Reg. [V]	Reg. %
STRIN BOX PV-M1	STRIN BOX PV-M1-INVERSOR	18.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0954375	1.9	0.28
STRIN BOX PV-M1	STRIN BOX PV-M1-INVERSOR	18.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0954375	1.9	0.28
STRIN BOX PV-M2	STRIN BOX PV-M2-INVERSOR	35	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.17815	3.6	0.52
STRIN BOX PV-M2	STRIN BOX PV-M2-INVERSOR	35	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.17815	3.6	0.52
STRIN BOX PV-M3	STRIN BOX PV-M3-INVERSOR	35	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.17815	3.6	0.52
STRIN BOX PV-M3	STRIN BOX PV-M3-INVERSOR	35	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.17815	3.6	0.52
STRIN BOX PV-M4	STRIN BOX PV-M4-INVERSOR	8.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0445375	0.9	0.13
STRIN BOX PV-M4	STRIN BOX PV-M4-INVERSOR	8.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0445375	0.9	0.13
STRIN BOX PV-M5	STRIN BOX PV-M5-INVERSOR	8.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0445375	0.9	0.13
STRIN BOX PV-M5	STRIN BOX PV-M5-INVERSOR	8.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0445375	0.9	0.13
STRIN BOX PV-M6	STRIN BOX PV-M6-INVERSOR	27	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.13743	2.7	0.40
STRIN BOX PV-M6	STRIN BOX PV-M6-INVERSOR	27	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.13743	2.7	0.40

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

El cálculo mecánico de estructuras se realiza con el fin de verificar que los diseños, materiales empleados, forma constructiva y montaje de estructuras garanticen el cumplimiento de los requerimientos mecánicos a los que pueda estar sometida.

El tipo de estructura a usar para el anclaje de los paneles solares consiste en, tubos cuadrados de acero estructural A500 cumpliendo con los parámetros establecidos por la NTC 4526 para ejercer el torque o actuar como eje de rotación para los paneles, y perfiles

estructurales de acero tipo HEA (perfiles en H) para actuar como columnas de soporte del sistema de seguimiento solar.

El diseño de los componentes estructurales está concebido para soportar el peso de los paneles, la carga muerta debida a la estructura misma y las condiciones climáticas, en particular las cargas debidas al viento, teniendo en cuenta la zona geográfica en que la estructura se desempeña. Para ello, se diseña haciendo referencia al título B de la norma colombiana para estructuras sismo resistentes (NSR-10), haciendo referencia del sistema de seguimiento solar como una estructura tipo valla, para efectos de los cálculos que la norma contempla.

Cada uno de los componentes de las estructuras usadas se analizan de forma independiente para corroborar su resistencia bajo la norma. Lo anterior permite que las estructuras cumplan con las fuerzas de vientos bajo la norma de sismo-resistencia NSR-10

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.

El estudio de coordinación de protecciones se desarrolla con el objetivo de diseñar el sistema eléctrico con el propósito de “programar” los interruptores de protección ante condiciones de falla por corto circuito.

Para la selección de los breakers en AC, se sigue lo establecido en la sección 215.3 del NEC 2014 en la que se establece que la protección contra sobrecorriente no debe ser inferior a la carga no continua, más el 125 % de la carga continua. Según la sección 690.8(A)(3) del NEC 2014 La corriente máxima debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor.

$$I_{carga} = \frac{\sum Potencia\ inversores\ asociados\ al\ tablero}{(V_{linea})}$$

$$I_{protección} = 1{,}25 * I_{Carga}$$

De acuerdo con el resultado obtenido en las ecuaciones anteriores, se selecciona la protección, la cual coordina y debe cumplir con la capacidad de corriente del cable a seleccionar.

Tabla 15. Coordinación de protecciones AC.

CABLES EN CORREINTE ALTERNA																
DESDE - HASTA	# cables/fase	Longitud [m]	Potencia tramo [kW]	Tensión nominal [V]	Corriente de sobre carga [A] In*1.25	Corriente de proteccion [A]	DV(3%) [V]	Calibre Cable	Material	Ampacidad nominal Cable [A]	R [Ohms]	Reg. [V]	Reg. %	Pérdidas (W)	Horas de operación	Pérdidas (KWh)
INVERSOR - TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO	1	27	100	440	164.02	3x170	13.20	2/0	Cu	195	0.00702	2.0	0.45	188.86	1783.00	336.73
TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO-TABLERO GENRAL DE DISTRIBUCION	1	2.5	100	440	164.02	3x170	13.20	2/0	Cu	195	0.00065	0.2	0.04	17.49	1783.00	31.18

Con la coordinación se busca que las protecciones actúen de forma selectiva respecto a un posible punto de falla. Al ser una red radial, en caso de tener una falla en cierto punto determinado, debería actuar la protección que más cercana este al punto de falla en un tiempo menor a lo que la haría la protección que se encuentra aguas arriba.

N. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.).

Para los cálculos de la ductería se utilizaron los datos mostrados en la Tabla 16, los cuales corresponden al área disponible de la tubería y el área de los conductores.

Tabla 16. Cálculo de ductos para acometidas en AC

Tuberías PVC					
Diametro nominal (")	OD [mm]	ID [mm]	Espesor [mm]	Peso aproximado [kg/m]	Área [mm2]
0.5	21.3	15.5	2.8	0.23	188.7
0.75	26.7	20.6	2.9	0.31	333.3
1	33.4	26.2	3.4	0.46	539.1
1.25	42.2	34.6	3.6	0.62	940.2
1.5	48.3	40.5	3.7	0.75	1288.2
2	60.3	52	3.9	1	2123.7
2.5	73	62.1	5.2	1.59	3028.8
3	88.9	77.3	5.5	2.1	4693.0
4	114.3	101.5	6	2.97	8091.4
6	168.3	153.2	7.1	5.23	18433.5
8	219.1	201.7	8.2	8.01	31952.3
10	273.1	253.4	9.3	11.22	50431.6
12	323.9	302	10.3	14.87	71631.5
14	355.6	333.4	11.1	17.53	87301.4
16	406.4	381	12.7	22.93	114009.2

Cableado AC 600 V (Ampacidad tomada de tabla 310-16) NTC 2050								
	Cu				Al			
Calibre (AWG o Kcmils)	Capacidad a 90°C y Tamb 30°C [A]	Peso [kg/km]	Resistencia máx [Ohm/km]	OD [mm]	Capacidad a 90°C y Tamb 30°C [A]	Peso [kg/km]	Resistencia máx [Ohm/km]	OD [mm]
18	14	0	0	0	0			
16	18	0	0	0	0			
14	25	24.23	8.44	2.81	0			
12	30	36.79	5.31	3.29	25	13.92	8.51	3.01
10	40	58.64	3.34	4.15	35	22.27	5.35	3.81
8	55	96.03	2.1	5.48	45	37.92	3.37	5.04
6	75	146.13	1.32	6.44	60	62.23	2.16	6.44
4	95	234.55	0.83	8.22	75	100.81	1.36	8.22
3	110	0	0	0	85			
2	130	359.45	0.522	9.76	100	147.48	0.854	9.76
1	150	452	0.415	10.9	115	194.59	0.678	11.33
1/0	170	569.36	0.328	12.2	135	235.99	0.537	12.36
2/0	195	703.45	0.26	13.2	150	287.56	0.426	13.53
3/0	225	877.32	0.207	14.5	175	351.62	0.338	14.84
4/0	260	1088.73	0.164	15.8	205	430.94	0.268	16.3
250	290	1307.06	0.137	17.62	230	521.96	0.227	18.06
300	320	1551.98	0.114	18.96	255	612.55	0.187	19.44
350	350	1796.95	0.098	20.22	280	703.2	0.162	20.74
400	380	2048.68	0.086	21.38	305	793.42	0.142	21.93
500	430	2534.09	0.068	23.48	350	969.6	0.113	24.1
600	475	3060.32	0.057	26.02	385	1180.41	0.095	26.7
700	520	3553.25	0.05	27.77	420	1356.94	0.081	28.5
750	535	3796.69	0.046	28.61	435	1446.04	0.076	29.37
800	555	4038.39	0.043	29.41	450			
900	585	0	0	0	480			
1000	615	5021.41	0.035	32.4	500	1883.48	0.057	33.28
1250	665	0	0	0	545			
1500	705	0	0	0	585			
1750	735	0	0	0	615			
2000	750	0	0	0	630			

Cableado DC								
						Capacidad de corriente 90°C y Tamb 30°C [A]		
Calibre [mm2]	OD [mm]	Clase de cableado	Peso [kg/km]	Radio mínimo curva [mm]	Resistencia máx [Ohm/km]	Al aire libre	sobre superficie	Dos en contacto
4	5.6	Flexible	65	22	5.09	57	54	45
6	6.8	Flexible	85	27	3.39	72	69	58
10	7.9	Flexible	140	32	1.95	98	96	80

Los calibres de los cables y la ductería para cada uno de los tramos en AC y DC se relacionan en las siguientes tablas:

Tabla 17. Cálculo de ductos para acometidas en AC y DC

Tramo	Tipo de canalización	Diametro ["]	Área de canalización (mm2)	Tipo de corriente	Tipo de cable	Material	Calibre	Cantidad de conductores	Área cableado [mm2]	% de ocupación	Cumple	
STRIN BOX PV M1 - CAJA 1 CD 2007	Tubería PVC	2	2123.72	DC	PV XLPE (mm2)	Cu	4	4	98.52	4.64	TRUE	40
STRIN BOX PV M2 + STRIN BOX PV M3 - CAJA 1 CD 2007	Tubería PVC	2	2123.72	DC	PV XLPE (mm2)	Cu	4	8	197.04	9.28	TRUE	40
STRIN BOX PV M4 - CAJA 1 CD 2007	Tubería PVC	2	2123.72	DC	PV XLPE (mm2)	Cu	4	4	98.52	4.64	TRUE	40
STRIN BOX PV M4 + STRIN BOX PV M5 - CAJA 1 CD 2007	Tubería PVC	2	2123.72	DC	PV XLPE (mm2)	Cu	4	8	197.04	9.28	TRUE	40
DUCTO 1 -CAJA 1 CD 2007-INVERSOR	Tubería PVC	2	2123.72	DC	PV XLPE (mm2)	Cu	4	12	295.56	13.92	TRUE	40
DUCTO 2 -CAJA 1 CD 2007-INVERSOR	Tubería PVC	2	2123.72	DC	PV XLPE (mm2)	Cu	4	12	295.56	13.92	TRUE	40
Canalizaciones AC BT												
INVERSOR - TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO	Tubería PVC	2	2123.72	AC	THHN (AWG)	Cu	2/0	3	410.54	19.33	TRUE	40
				GND	THHN (AWG)	Cu	6	0	0.00			
TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO- TABLERO GENRAL DE DISTRIBUCION	Carcamo existente	20X15	3000000.00	AC	THHN (AWG)	Cu	2/0	3	410.54	0.01	TRUE	40
				GND	THHN (AWG)	Cu	6	1	32.57			

En los casos donde se tiene más de una canalización por ejemplo bandeja porta cables y tubería se realiza el cálculo más crítico, en este caso el de la tubería.

Como se puede observar en las Tabla 17, el porcentaje de ocupación no supera el máximo permitido (40%) y asegura el espacio extra suficiente en caso de futuras intervenciones.

O. Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

En las Tabla 18 se presenta el cálculo de pérdidas del sistema en A.C., en ella se pueden observar las perdidas (W) por tramo para cada acometida.

Tabla 18. Cálculo de pérdidas en A.C.

CABLES EN CORREINTE ALTERNA																
DESDE - HASTA	# cables/fase	Longitud [m]	Potencia tramo [kW]	Tensión nominal [V]	Corriente de sobre carga [A] In*1.25	Corriente de proteccion [A]	DV(3%) [V]	Calibre Cable	Material	Ampacidad nominal Cable [A]	R [Ohms]	Reg. [V]	Reg. %	Pérdidas (W)	Horas de operación	Pérdidas (kWh)
INVERSOR - TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO	1	27	100	440	164.02	3x170	13.20	2/0	Cu	195	0.00702	2.0	0.45	188.86	1783.00	336.73
TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO- TABLERO GENRAL DE DISTRIBUCION	1	2.5	100	440	164.02	3x170	13.20	2/0	Cu	195	0.00065	0.2	0.04	17.49	1783.00	31.18

P. Cálculos de regulación de tensión.

En las Tabla 20 se presenta el cálculo de regulación del sistema en A.C. y D.C., en ella se puede observar el porcentaje (%) de regulación total para cada acometida

Tabla 20. Cálculo de regulación en A.C y D.C por tramos

CABLES EN CORREINTE CONTINUA												
STRING	TRAMO	DISTACIA RECORRIDO [m]	CANTIDAD DE MODULOS EN SERIE	CORRIENTE EN SOBRE CARGA Inom*1,25 [A]	Voc [V]	Corriente de proteccion [A]	DV(1,5%) [V]	Calibre Cable [mm2]	Ampacidad nominal Cable [A]	R [Ohms]	Reg. [V]	Reg. %
STRIN BOX PV-M1	STRIN BOX PV-M1-INVERSOR	18.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0954375	1.9	0.28
STRIN BOX PV-M1	STRIN BOX PV-M1-INVERSOR	18.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0954375	1.9	0.28
STRIN BOX PV-M2	STRIN BOX PV-M2-INVERSOR	35	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.17815	3.6	0.52
STRIN BOX PV-M2	STRIN BOX PV-M2-INVERSOR	35	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.17815	3.6	0.52
STRIN BOX PV-M3	STRIN BOX PV-M3-INVERSOR	35	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.17815	3.6	0.52
STRIN BOX PV-M3	STRIN BOX PV-M3-INVERSOR	35	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.17815	3.6	0.52
STRIN BOX PV-M4	STRIN BOX PV-M4-INVERSOR	8.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0445375	0.9	0.13
STRIN BOX PV-M4	STRIN BOX PV-M4-INVERSOR	8.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0445375	0.9	0.13
STRIN BOX PV-M5	STRIN BOX PV-M5-INVERSOR	8.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0445375	0.9	0.13
STRIN BOX PV-M5	STRIN BOX PV-M5-INVERSOR	8.75	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.0445375	0.9	0.13
STRIN BOX PV-M6	STRIN BOX PV-M6-INVERSOR	27	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.13743	2.7	0.40
STRIN BOX PV-M6	STRIN BOX PV-M6-INVERSOR	27	14	25.00	686.3	1x30	10.3	4	22.5	0.13743	2.7	0.40

CABLES EN CORREINTE ALTERNA																
DESDE - HASTA	# cables/fase	Longitud [m]	Potencia tramo [kW]	Tensión nominal [V]	Corriente de sobre carga [A] In*1.25	Corriente de proteccion [A]	DV(3%) [V]	Calibre Cable	Material	Ampacidad nominal Cable [A]	R [Ohms]	Reg. [V]	Reg. %	Pérdidas (W)	Horas de operación	Pérdidas (kWh)
INVERSOR - TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO	1	27	100	440	164.02	3x170	13.20	2/0	Cu	195	0.00702	2.0	0.45	188.86	1783.00	336.73
TABLERO GENERACION FOTOVOLTAICO- TABLERO GENRAL DE DISTRIBUCION	1	2.5	100	440	164.02	3x170	13.20	2/0	Cu	195	0.00065	0.2	0.04	17.49	1783.00	31.18

Q. Áreas clasificadas como peligrosas.

Instalaciones especiales, según RETIE, Art. 3.28.3: Son aquellas instalaciones que por estar localizadas en ambientes clasificados como peligrosos, o por alimentar equipos o sistemas complejos, presentan mayor probabilidad de riesgo que una instalación básica, y por tanto, requieren de medidas especiales para mitigar o eliminar tales riesgos. Este proyecto se clasifica como una instalación especial pero no aplica como área de atmósfera peligrosa o área clasificada.

R. Diagrama unifilar

El diagrama unifilar se presenta en el Plano anexo el cual hace parte integral del diseño eléctrico.

S. Planos eléctricos para construcción.

Los planos y esquemas de construcción se presentan como anexos.

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

Los detalles constructivos adicionales para tener en cuenta y materiales usados para el correcto desarrollo de la etapa de ingeniería del presente proyecto, en el marco de lo establecido en la resolución CREG 174 de 2021 se presentan como anexo.

U. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

También, las partes energizadas a las que el trabajador pueda estar expuesto se deben poner en condición de trabajo eléctricamente seguro antes de trabajar en o cerca de ellas, a menos que se demuestre que des energizar introduzca riesgos adicionales. En las tablas Tabla 21 y Tabla 22 se muestran las distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas, para corriente eléctrica (AC o DC) que corresponden a las tablas 13.7 y 13.8 del RETIE, las cuales son adaptadas de la NFPA 70 e IEEE 1584. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica.

Tabla 21. Distancias mínimas para corriente AC.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 22. Distancias mínimas para corriente DC.

Tensión nominal	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
100 V – 300 V	3,0 m	1,0 m	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 1 kV	3,0 m	1,0 m	0,3 m	25 mm
1,1 kV – 5 kV	3,0 m	1,5 m	0,5 m	0,1 m
5,1 kV – 15 kV	3,0 m	1,5 m	0,7 m	0,2 m
15,1 kV – 45 kV	3,0 m	2,5 m	0,8 m	0,4 m
45,1 kV – 75 kV	3,0 m	2,5 m	1,0 m	0,7 m
75,1 kV – 150 kV	3,3 m	3,0 m	1,2 m	1,0 m
150,1 kV – 250 kV	3,6 m	3,6 m	1,6 m	1,5 m
250,1 kV – 500 kV	6,0 m	6,0 m	3,5 m	3,3 m
500,1 kV – 800 kV	8,0 m	8,0 m	5,0 m	5,0 m

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, el proyecto no presenta desviación de la normativa.

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 se requieren estudios adicionales para la correcta y segura instalación del sistema fotovoltaico.

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

Este proyecto, al encontrarse dentro del marco de la resolución CREG 174 de 2021, es considerado como un Autogenerador a pequeña escala (AGPE) debe contar con un cálculo y selección de equipos de generación de energía no convencionales.

Autogenerador PTAR Samacá 100 kW, está compuesto por 168 módulos marca Trina Solar TSM-710NEG21C.20 de 710 Wp para un total de potencia nominal DC de 119 kWp. 1 inversor SUN2000-100KTL-M2 de 100kW de potencia nominal. Todos los paneles se conectan al inversor por medio de 10 entradas MPPT que cuentan con protección contra fallas que garantizan su operación evitando disparos inesperados.

Para realizar la conexión del inversor al sistema eléctrico existente se contempla la instalación de un tablero a 440V denominado TGFV, el cual será instalado en el cuarto de ***Tableros de distribución BT1.*** Este tablero contará con tres interruptores termomagnéticos A.C., dos de entrada (uno para el inversor, y el otro para generar la interconexión con el tablero general de distribución 440V existente) y un interruptor AC de salida, dando interconexión con el transformador Baja-Baja existente. La medida existente cuenta con un medidor bidireccional que es funcional para el autogenerado con entrega de excedentes.

Por su parte, no cuenta con equipos de generación de energía convencionales. El informe detallado del sistema solar fotovoltaico se presenta como anexo.