

UN CASO DE ESTUDIO SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE  
GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE BUCARAMANGA.

ALBERTO JAVIER MONTERROZA ROMERO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA

2016

UN CASO DE ESTUDIO SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE  
GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE BUCARAMANGA.

ALBERTO JAVIER MONTERROZA ROMERO

2148730

TRABAJO DE MONOGRAFIA PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE  
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR

PHD. GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA

COORDIRECTOR

PHD. CÉSAR ANTONIO DUARTE GUALDRÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES

ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉSTRICA

BUCARAMANGA

2016

## *AGRADECIMIENTOS*

Quiero agradecer al DIOS todo poderoso por haber guiado mis pasos, por estar a mi lado todos los días de mi vida con su maravillosa presencia, poder y protección divina, por haber revelado cada una de las ideas aquí plasmadas. Dedico este trabajo desde lo más profundo de mi corazón a mis padres Luz y Alberto por su gran amor y por el apoyo incondicional recibidos, por esa mirada de amor y esos lazos de afecto que invitan a seguir adelante, a valorar la vida, a no bajar los brazos y luchar por lo que se quiere. Nunca alcanzaré a pagarles tanto amor gratuito.

A mis amados hermanos por sus palabras de ánimos y creer que si se puede. Al profesor Gabriel por motivarme, dirigirme, y orientarme; por apostar y atreverse hacer algo diferente y acertado.

Al profesor Cesar por su orientación y por haber estado ahí oportunamente en cada pregunta surgida de mi parte. A todas las cosas que pasaron a mí alrededor que de algún modo u otro han dejado una enseñanza, viéndose esto como parte de un arduo proceso, que hace posible la formación de profesionales íntegros.

ALBERTO

## TABLA CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	24
1. DEFICION DEL PROBLEMA.....	26
1.1 JUSTIFICACIÓN .....	26
2. OBJETO DEL PROYECTO .....	28
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.....	29
2.2 ENERGÍAS RENOVABLES.....	29
2.2.1 La Energía solar fotovoltaica .....	33
2.2.2 Sistemas conectados a la red (grid connected).....	35
2.2.3 Sistemas Autónomos .....	35
2.2.4 Sistemas de bombeo.....	36
2.2.5 La energía solar en Colombia .....	37
2.3 DESTINATARIO .....	39
2.4 MOTIVACIÓN.....	39
2.5 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	40
3. ORGANIZACIÓN DE LA NORMALIZACION RELACIONADA CON PANELES FOTOVOLTAICOS.....	42
3.1 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC).....	42
3.2 SELECCIÓN DE NORMATIVIDAD A UTILIZAR EN EL FV.....	45
4. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	47
4.1 LA RADIACIÓN SOLAR.....	49
4.1.1 Radiación directa.....	50
4.1.2 Radiación difusa.....	50
4.1.3 Radiación reflejada.....	51
4.1.4 Radiación global.....	51
4.2 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	52

4.3TEMPERATURA .....	54
4.4 Los Vientos .....	56
4.4.1 Probabilidad 1 .....	57
4.4.2 Probabilidad 2 .....	57
4.4.3 Probabilidad 3 .....	58
4.4.4 Probabilidad 4 .....	58
4.4.5 Probabilidad 5 .....	58
4.5 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	59
4.5.1 Composición del módulo fotovoltaico .....	61
4.5.2 Características eléctricas del panel solar .....	63
4.5.3 Punto de máxima potencia .....	64
4.5.4 Circuito equivalente de la célula solar .....	66
4.5.5 La temperatura y la radiación en la célula solar .....	67
4.5.6 Estructuras y soportes del módulo FV .....	71
4.6 Seguimiento del punto de máxima potencia en la parte de generación .....	72
4.6.1 Seguimiento punto máxima potencia de generación.....	73
4.6.2 Seguimiento vertical en un eje .....	74
4.6.3 Seguimiento en un eje inclinado .....	74
4.6.4 Seguimiento en doble eje. Horizontal e inclinado .....	75
4.6.5 Seguimiento en dos ejes. Azimut y elevación.....	75
4.7 EL INVERSOR.....	75
4.7.1 Características de un inversor .....	76
4.7.2 Principio de funcionamiento .....	76
4.7.3 Seguimiento del punto de máxima potencia en la parte de control (Inversor).....	77
4.7.3.1 Algoritmo perturbar y observar.....	78
4.7.3.2 Algoritmo de conductancia Incremental .....	78
4.7.4 Transformador de salida en el inversor .....	80
4.7.4.1 Aislamiento galvánico en baja frecuencia.....	80
4.7.4.2 Aislamiento galvánico en alta frecuencia .....	80
4.7.4.3 Sin aislamiento galvánico .....	81

4.7.5 Rendimiento del inversor .....	81
4.7.6 Tipos de inversores .....	82
4.7.6.1 Inversores centrales.....	82
4.7.6.2 Inversores modulares .....	83
4.7.6.3 Inversores en paneles o micro inversores.....	83
4.8 CABLES .....	84
4.8.1 Cableado de corriente continua.....	85
4.8.2 Cableado de corriente alterna.....	85
4.8.3 Cableado de corriente alterna.....	85
4.9 PROTECCIONES EN EL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO EN LA RED .....	86
4.9.1 Fusibles de protección en el lado de continua.....	86
4.9.2 Fusibles de protección en el lado de continua.....	87
4.9.3 Interruptores de protección en el lado de continua .....	87
4.9.4 Protección de sobretensiones de corriente continua.....	88
4.9.5 Protección de sobretensiones de corriente alterna .....	88
4.9.6 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna .....	89
4.9.7 Interruptor general de interconexión.....	89
4.9.8 Fusible .....	90
4.9.9 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna .....	90
4.10 IMPACTOS TÉCNICOS DE LA GENERACIÓN FV EN LA RED DISTRIBUCIÓN.....	92
4.10.1 Requisitos técnicos para la operación .....	95
4.10.2 Trámites ante la compañía operadora de red aprobación del proyecto .....	96
4.10.3 Verificaciones en el punto de conexión para aprobación.....	96
4.10.4 Algunas medidas de seguridad para la puesta en marcha de un SFCR.....	97
5. EFECTOS DEL SOMBREADO EN UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	98
5.1 EFECTOS DE SOMBRAS MUTUAS .....	98
5.2 EFECTOS DEL SOMBREADO POR SOMBRAS MUTUAS.....	99

5.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	105
5.3.1 Pérdidas de potencia por la no generación de los paneles FV a la potencia nominal	105
5.3.2 Pérdidas de potencia por conexionado .....	106
5.3.3 Pérdidas de potencia por polvo y suciedad .....	106
5.3.4 Pérdidas de potencias angulares y espectrales .....	106
5.3.5 Pérdidas de potencia por caídas óhmicas en el cableado .....	106
5.3.6 Pérdidas de potencia por temperatura .....	107
5.3.7 Pérdidas de potencia por rendimiento del inversor .....	107
5.3.8 Pérdidas de potencia por seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico .....	107
5.3.9 Pérdidas de potencia por sombreado.....	107
5.4 RECONFIGURACIÓN DE PANELES EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	110
6. CÁLCULO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DIARIA Y MENSUAL PROYECTADA PARA EL SISTEMA SFCR EN LA CIUDAD DE BUCARAMANGA .....	113
6.1 CALCULO DE LA PRODUCTIVIDAD Y EL POTENCIAL DE ENTREGA A LA RED.....	119
6.2 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN EL POTENCIAL DE GENERACIÓN Y ENTREGA A LA RED .....	132
6.3 RESUMEN DE METODOLOGÍA PARA CALCULAR LOS POTENCIALES DE GENERACIÓN, CONSUMO Y ENTREGA A LA RED .....	146
7. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO (FV) Y SELECCIÓN DE EQUIPO .....	149
7.1 SELECCIÓN DE PANELES E INVERSOR .....	149
7.2 CÁLCULOS DE LAS TENSIONES MÁXIMAS Y MÍNIMAS .....	154
7.3 SELECCIÓN DE CABLES .....	155
7.4 SELECCIÓN DE PROTECCIONES.....	159
CONCLUSIONES .....	165
BIBLIOGRAFIA.....	169
ANEXO	

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1:</b> Total capacidad Instalada en Renovables GW .....	32
<b>Tabla 2:</b> Ranking Países con capacidad de generación instalada .....	32
<b>Tabla 3:</b> Radiación promedio mensual Bucaramanga .....	54
<b>Tabla 4:</b> Velocidad del viento escala saffir Simpson .....	56
<b>Tabla 5:</b> Valores de pérdidas en el panel FV .....	108
<b>Tabla 6:</b> Valores de suciedad media y polvo en un plano inclinado .....	116
<b>Tabla 7:</b> Valores del potencial de generación para uns SFCR de potencia máxima 300 kW instalado en la ciudad de Bucaramanga. (kWh/día) .....	117
<b>Tabla 8:</b> Valores del potencial generación por mes (kWh/mes) .....	118
<b>Tabla 9:</b> Porcentaje de pérdidas en un sistemas solar fotovoltaico .....	119
<b>Tabla 10:</b> Proyección de los valores del potencial de generación de energía eléctrica del SFCR por mes (kWh/mes) .....	120
<b>Tabla 11:</b> Proyección de los valores promedios de la energía eléctrica entregada generada y entregada a la red por SFCR kWh/día .....	121
<b>Tabla 12:</b> Valores promedios de las pérdidas de energía en el sistema SFCR (kW-h/mes)....	122
<b>Tabla 13:</b> Valores promedios de las pérdidas de energía en el sistema SFCR (kWh/día).....	123
<b>Tabla 14:</b> Valores de la productividad Yfg (kW – hkWp – día) .....	124
<b>Tabla 15:</b> Valores de la productividad Yfg (kWhkWp – mes) .....	125
<b>Tabla 16:</b> Potencial de consumo edificio comercial .....	127
<b>Tabla 17:</b> Valores Potencial de generacion en punto de consumo y excedentes en la red .....	128
<b>Tabla 18:</b> Valores de Potencial de generación en punto de consumo, y excedentes en la red.	129
<b>Tabla 19:</b> Valores de Potencial de generación en punto de consumo, y excedentes en la red.	130
<b>Tabla 20:</b> Valores de Potencial de generación en punto de consumo, y excedentes en la red.	130
<b>Tabla 21:</b> Valores Potencial generación y entrega a la red en máxima potencia kW-h/mes ...	137
<b>Tabla 22:</b> Valores Potencial generación y entrega a la red en máxima potencia kW-h/día.....	138
<b>Tabla 23:</b> Valores potencial generación y entrega a la red en minima potencia kW-h/mes. ...	139

<b>Tabla 24:</b> Valores potencial generación y entrega a la red en minima potencia kW-h/día.....	140
<b>Tabla 25:</b> Valores Potencial de generación máximo y potencial de generación mínimo .....	141
<b>Tabla 26:</b> Valores Potenciales generación, consumo y excedentes en la red KW-h/día. ....	142
<b>Tabla 27:</b> Valores potenciales generación, consumo y excedentes en la red kWh/mes .....	142
<b>Tabla 28:</b> Datos del inversor .....	149
<b>Tabla 29:</b> Alternativas de Configuración del SFCR.....	152
<b>Tabla 30:</b> Valores de tensión en el SFCR.....	153

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1:</b> Total de la capacidad instalada en renovables GW .....	30
<b>Figura 2:</b> Total de la capacidad instalada de energías renovables % .....	30
<b>Figura 3:</b> Total de la capacidad de energías renovables sin hidráulicas .....	31
<b>Figura 4:</b> Porcentaje de capacidad instalada .....	31
<b>Figura 5</b> Un sistema FV, con conexión a red en suelo .....	33
<b>Figura 6</b> Capacidad Mundial Total de Energía FV .....	34
<b>Figura 7:</b> Capacidad Instalada y adiciones en el año 2014 .....	34
<b>Figura 8:</b> Capacidad Instalada y adiciones en el año 2014 .....	35
<b>Figura 9:</b> Clasificación y aplicaciones de los sistemas solares fotovoltaicos .....	36
<b>Figura 10:</b> Un sistema FV autónomo alimentando un radio enlace .....	37
<b>Figura 11:</b> Un sistema FV en Fachada edificación .....	37
<b>Figura 12:</b> Explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios en 2012 .....	37
<b>Figura 13:</b> Demanda interna de recursos energéticos primarios en el año 2012 .....	38
<b>Figura 14:</b> Capacidad de generación Eléctrica en el SIN .....	39
<b>Figura 15:</b> Bucaramanga en Colombia .....	40
<b>Figura 16:</b> Bucaramanga y sus límites .....	40
<b>Figura 17:</b> Edificio comercial y zonas aledañas .....	41
<b>Figura 18:</b> Edificio Comercial para la instalación Instalación FV, Centro de convenciones Neomundo calle 89 transversal .....	41
<b>Figura 19:</b> Normas asociadas a un sistema PV y cada uno de sus componentes .....	46
<b>Figura 20:</b> Sistema solar fotovoltaico .....	47
<b>Figura 21:</b> Componentes Conectado a la Red medida .....	47
<b>Figura 22:</b> Componentes de un SFCCR .....	49
<b>Figura 23:</b> Radiaciones en un plano inclinado .....	51
<b>Figura 24:</b> La radiación reflejada es nula plano inclinación horizontal .....	52
<b>Figura 25:</b> Piranometro .....	52
<b>Figura 26:</b> Radiaciones suministrada por el satélite .....	53

<b>Figura 27:</b> Radiaciones suministrada por estación terrestre .....	54
<b>Figura 28:</b> Temperaturas máximas y mínimas en un día Para cada °C. ....	55
<b>Figura 29.</b> Periodo de precipitaciones .....	56
<b>Figura 30:</b> Posible arreglo de paneles con inclinación en zonas de Alto viento nivel 3 al 5. ....	59
<b>Figura 31:</b> Panel silicio Silicio Mono cristalino.....	60
<b>Figura 32:</b> Panel silicio Poli cristalino.....	60
<b>Figura 33:</b> Panel Silicio Mono cristalino.....	60
Figura 34: Composición del panel.....	62
<b>Figura 35:</b> Conexión serie y paralelo de paneles .....	63
<b>Figura 36:</b> Punto de máxima potencia en la célula MPP.....	65
<b>Figura 37:</b> Circuito equivalente de la célula .....	66
<b>Figura 38:</b> Curva I – V a diferentes temperaturas .....	69
<b>Figura 39:</b> Curva P-V a diferente temperatura.....	69
<b>Figura 40:</b> Curva I-V a diferente radiaciones .....	70
<b>Figura 41:</b> Curva P-V a diferente a radiaciones.....	71
<b>Figura 42:</b> Generador con seguidor horizontal .....	73
<b>Figura 43:</b> Generador con seguidor vertical .....	74
<b>Figura 44:</b> Generador con seguidor a un eje inclinado.....	74
<b>Figura 45:</b> Generador con seguidor a dos ejes .....	75
<b>Figura 46:</b> Generador con seguidor en dos ejes Azimutal y elevación .....	75
<b>Figura 47:</b> Algoritmo de búsqueda P&O.....	78
<b>Figura 48:</b> Diagrama de flujo del algoritmo de Conductancia Incremental. ....	79
<b>Figura 49:</b> Aislamiento en baja frecuencia .....	80
<b>Figura 50:</b> Aislamiento en alta frecuencia.....	81
<b>Figura 51:</b> Sin aislamiento galvánico .....	81
<b>Figura 52:</b> FV con inversor central .....	82
<b>Figura 53:</b> FV con inversores modulares.....	83
Figura 54: FV con micro inversores.....	84
<b>Figura 55:</b> Bloque de protecciones.....	90
Figura 56: Bloques de componentes y sus protecciones de un generador.....	91

<b>Figura 57:</b> Bloque de componentes, protecciones generador con conexión a red y en autoconsumo .....	92
<b>Figura 58:</b> Topología del sistema de generación, transmisión y Distribución.....	93
<b>Figura 59:</b> Nueva topología a nivel de distribución y clientes.....	93
<b>Figura 60:</b> Red de distribución radial sin conexión FV .....	94
<b>Figura 61:</b> Red de distribución radial con FV conectado a red.....	95
<b>Figura 62:</b> Diagrama de trayectoria del sol y diagrama perfil obstáculos .....	99
<b>Figura 63:</b> Distancia entre paneles .....	100
<b>Figura 64:</b> Plano Inclinado.....	101
<b>Figura 65:</b> Distancias este-oeste y norte sur entre paneles con seguidor doble .....	102
<b>Figura 66:</b> Posibles Factores de sombras en un conjunto de seis seguidores.....	102
<b>Figura 67:</b> Separación entre módulos Este – Oeste de un sistema FV .....	105
<b>Figura 68:</b> Valor de las pérdidas por incremento de temperatura en el día kW .....	108
<b>Figura 69:</b> La curva de producción de energía en el día kW-h/día .....	109
<b>Figura70:</b> Filas de paneles con un tamaño n de columnas.....	111
<b>Figura 71:</b> Esquema conexión de paneles en un SFCR .....	112
<b>Figura 72:</b> Radiación proyectada para la ciudad de Bucaramanga en plano horizontal y con ángulo óptimo de inclinación. ....	115
<b>Figura 73:</b> Valores de Irradiancia sobre un plano con inclinación y orientación.....	116
<b>Figura 74:</b> Potencial de generación en cada día (kWh/día) para uns SFCR de potencia máxima 300 kW instalado en la ciudad de Bucaramanga .....	117
<b>Figura 75:</b> Potencial de generación (kWh/mes) .....	118
<b>Figura 76:</b> Proyección de la energía eléctrica generada y entregada a la red por el SFCR en (kWh/mes).....	120
<b>Figura 77:</b> Proyección de la energía eléctrica generada y entregada a la red por el SFCR en (kWh/día) .....	121
<b>Figura 78:</b> Proyección de las pérdidas energía eléctrica en el sistema SFCR (kWh/mes) .....	122
<b>Figura 79:</b> Proyección de la pérdidas de energía eléctrica en el sistema SFCR (kWh/día).....	122
<b>Figura 80:</b> Aporte mensual .....	123
<b>Figura 81:</b> Productividad del sistema Yfg (kWh/kWp - día).....	124
<b>Figura 82:</b> Productividad del sistema Yfg (kWh/kWp - mes).....	125

<b>Figura 83:</b> Potencial de generación Acumulado kWh/mes.....	126
<b>Figura 84:</b> Potencial de entregada acumulado en la red kWh.....	126
<b>Figura 85:</b> Potencial de generación en punto de consumo, Potencial de consumo total, excedentes en la red. (kWh/mes).....	128
<b>Figura 86:</b> Potencial de generación en punto de consumo, Potencial de consumo total, excedentes en la red. carga demandada (kW-h/mes).....	129
<b>Figura 87:</b> Potencial de generación en punto de consumo, Potencial de consumo total, excedentes en la red. (kWh/día) .....	129
<b>Figura 88:</b> Potencial de generación en punto de consumo, Potencial de consumo total, excedentes en la red. carga demandada (kWh/día) .....	130
<b>Figura 89 Fuente[Realizada por autor] .....</b>	131
<b>Figura 91:</b> 2 caso flujo de Energía en un sistema generador <i>net metering</i> .....	132
<b>Figura 92:</b> Temperaturas en la ciudad de Bucaramanga °C.....	133
<b>Figura 93:</b> Tensiones en el panel para diferentes temperaturas (V).....	134
<b>Figura 94:</b> Corrientes en panel para diferentes temperaturas (A) .....	135
<b>Figura 95:</b> Potencias en el panel (W) .....	135
<b>Figura 96:</b> Potencias generadas en el campo fotovoltaico (kW).....	136
<b>Figura 97:</b> Potencial de generación y entrega a la red, máxima potencia del campo fotovoltaico. kW-h/mes .....	137
<b>Figura 98:</b> Potencial de generación y entrega a la red, máxima potencia del campo fotovoltaico. kW-h/día.....	138
<b>Figura 99:</b> Potencial de generación y entrega a la red, mínima potencia del campo fotovoltaico kWh/mes.....	139
<b>Figura 100:</b> Potencial de generación y entrega a la red, mínima potencia del campo fotovoltaico kW-h/día.....	139
<b>Figura 101:</b> Potencial de generación máximo y potencia de generación mínimo kWh/día ....	140
<b>Figura 102:</b> Potenciales generación, consumo y excedentes en la red kWh/día.....	141
<b>Figura 103:</b> Potenciales generación, consumo y excedentes en la red kWh/mes .....	142
<b>Figura 104:</b> Total Anual kWh.....	143
<b>Figura 105:</b> Potenciales y excedentes en la red kWh/día .....	143
<b>Figura 106:</b> % Potenciales y excedentes en la red.....	144

<b>Figura 107:</b> Aportes acumulado mensual .....	144
<b>Figura 108:</b> Porcentaje total anual de entrega en la red.....	145
<b>Figura 109:</b> Valor en pesos a un precio de 439.2 pesos / kWh.....	145
<b>Figura 110:</b> Posiciones del panel con respecto a cada altura solar durante el año.....	147
<b>Figura 111:</b> Configuración del FV .....	152
<b>Figura 112:</b> Tensiones del FV para cada alternativa (V).....	153
<b>Figura 113:</b> % de tensiones en el inversor para cada alternativa (V).....	153
<b>Figura 114:</b> Tensión máxima SFV en un día con granizo operando fuera de la ventana del inversor.....	154
<b>Figura 115:</b> Tensión mínima SFV en un día con máxima temperatura operando dentro de la ventana del inversor .....	154
<b>Figura 116:</b> Tensiones ventana del inversor, óptima operación del SFV .....	155
<b>Figura 117:</b> Primer Grupo de conexión SFV .....	156
<b>Figura 118:</b> Esquema de conexión y caja de conexión de generador fotovoltaico .....	157
<b>Figura 119:</b> Tramos de cables en el SFCR .....	159
<b>Figura 120:</b> Tramos en un SFCR de conexión a red .....	164

## LISTA DE ANEXOS

**NOTA :** Este archivo se encuentra en el CD-ROM como carpeta Anexos

**Pág.**

**ANEXO A. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO  
CONECTADO A LA RED..... ;Error! Marcador no definido.**

## NOMENCLATURA

$I_{sc}$	Corriente de corto circuito en la célula.
$V_{oc}$	Tensión en circuito abierto en la célula
$m$	Factor de idealidad del modelo del diodo.
$T_c$	Temperatura de funcionamiento de la célula.
$V$	Tensión de operación de la célula.
$P_{mpp}$	Potencia en el punto de máxima potencia.
$I_{mpp}$	Corriente en el punto de máxima potencia.
$V_{mpp}$	Tensión en el punto de máxima potencia.
$FF$	Factor de forma de la célula.
$\eta$	Eficiencia de la célula.
$P_l$	Potencia luminosa que incide en la célula.
$V_t$	Potencial térmico.
$R_s$	Resistencia en serie.
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito.
$G_{ef}$	Radiación del lugar.
$G_{st}$	Radiación en condiciones estándar.
$T_{cn}$	Temperatura en condiciones estándar de medidas.
$T_a$	Temperatura ambiente.
$T_{ONCE}$	Temperatura nominal de operación de la célula.
$P_{ac}$	Potencia de salida en el inversor.
$P_{inv}$	Potencia de entrada en el inversor.
$ROT$	Radio de ocupación del terreno.

$Lns$	Separación entre seguidores norte y sur.
$leo$	Separación entre seguidores este y oeste.
$\beta$	Angulo de inclinación de un generador fotovoltaico.
$\beta_{opt}$	Angulo de inclinación óptimo de un generador fotovoltaico.
$\gamma_s$	Altura solar.
$GCR$	Ground Coverage Ratio.
$FS_{xx}$	Factor de sombra.
$Def$	Irradiancia difusa efectiva incidente
$Ref$	Irradiancia del albedo efectiva incidente.
$Bef$	Irradiancia directa efectiva incidente.
$\emptyset$	Angulo de latitud.
$Ga(0)$	Irradiación global en un plano horizontal.
$Ga(\beta_{opt})$	Irradiación en un plano óptimo inclinado.
$\delta$	Coeficiente asociado a la humedad el polvo en un plano inclinado.
$Gfa(\beta, \alpha)$	Irradiancia sobre un plano inclinado y con orientación acimutal.
$PR$	Performance Ratio.
$E_{gen}$	Energía generada.
$E_{red}$	Energía entregada en la red.
$Y_{fg}$	Productividad con respecto a la energía generada.
$Y_{fr}$	Productividad con respecto a la energía entregada en la red.
$P_g$	Potencia generación.
$Dv_{oc}/dT_c$	Variación de la tensión en circuito abierto con respecto a la variación de Temperatura.

$DIsc/dTc$	Variación de la corriente de corto circuito con respecto a la temperatura.
$I_s$	Corriente de corto circuito en el generador.
$I_{cn}$	Corriente del panel en condiciones nominales.
$V_{maxv\ dc}$	Tensión máxima ventana del inversor.
$V_{minv}$	Tensión mínima ventana del inversor.
$V_{max}$	Tensión máxima que puede soportar el inversor.
$I_{maxdc}$	Corriente máxima que puede soportar el inversor.
$N_{smax}$	Número máximo de paneles en serie.
$N_{pmax}$	Número máximo de paneles en paralelo.
$N_p$	Número de paneles en paralelo del generador.
$N_s$	Número de paneles en serie del generador.
$I_{scg}$	La máxima corriente admisible por el inversor.
$V_{pmin}$	Tensión mínima en el generador.
$V_{4gen}$	Tensión en el generador alternativa 4.
$V_{med}$	Tensión media en la ventana del inversor.
$S_{dc}$	Área sección del conductor.
$N_{ci}$	Número posible de configuraciones
$\Delta v$	Máxima caída de tensión.
$R_{to}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos que operan, normalmente en condiciones diferentes de la estándar.
$\mathcal{G}$	Coefficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ\text{C}$ .
$L_{POL}$	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
$L_{dis}$	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

$L_{ref}$	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencias de medidas.
$L_{tem}$	Pérdidas medias por temperatura. $[1 - \mathcal{G} \cdot (T_c - 25)] = [1 - L_{tem}]$
$OR$	Operador de Red.

## RESUMEN

**TITULO:** UN CASO DE ESTUDIO SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE BUCARAMANGA.

**AUTOR:** ALBERTO JAVIER MONTERROZA ROMERO<sup>1</sup>

**PALABRAS CLAVE:** BUCARAMANGA, SOLAR, FOTOVOLTAICO, PANELES, INVERSOR, RED DE DISTRIBUCION ELECTRICA, POTENCIAL SOLAR POTENCIAL DE GENERACION, CONSUMO, FV, SFCR, ENERGIA.

### DESCRIPCION:

Este documento trata acerca de la generación de energía mundial, la energía en Colombia y el papel que juega la generación solar fotovoltaica (FV). Se hace una propuesta de un generador fotovoltaico en un edificio comercial con autoconsumo, y con entrega de excedentes de energía a la red. Con esto se pretende incentivar la generación distribuida (FV) en zonas industriales, comerciales y urbanas, y así contribuir con el desarrollo de los sistemas de generación solar fotovoltaica (FV) con conexión a red (SFCR), haciendo uso de energías renovables y de fuentes inagotables como el sol. Se expone una metodología de selección y dimensionamiento de los componentes de un sistema solar fotovoltaico con conexión a red. Como paneles, inversores, fusibles, interruptores, cables, transformador. Así como la estimación de la producción de energía anual, mensual y en el día, teniendo en cuenta factores ambientales como la radiación, la temperatura del lugar y los periodos de precipitaciones. Se mencionan los impactos en la redes de distribución cuando se trabaja un SFCR. Y por último se obtienen valores de la energía consumida e inyectada en la red cuando se asume un valor del kW-h en pesos para un edificio comercial. Valor dado por el operador de red.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordoñez Plata. PHD

## ABSTRACT

**TITLE:** A CASE OF STUDY ON SIZE OF A SYSTEM OF PHOTOVOLTAIC SOLAR GENERATION GRID CONNECTED TO THE NETWORK OF DISTRIBUTION ELECTRIC IN THE CITY OF BUCARAMANGA.

**AUTHOR:** ALBERTO JAVIER MONTERROZA ROMERO<sup>2</sup>

**KEYWORDS:** BUCARAMANGA, SOLAR, PHOTOVOLTAIC, PANELS, INVERTER, DISTRIBUTION NETWORK, ELECTRIC DISTRIBUTION, POTENTIAL SOLAR, GENERATION, CONSUMPTION, PV, SFCR, ENERGY.

### DESCRIPTION:

This document is about global energy generation, energy in Colombia and the role of solar photovoltaic (PV) generation. It's does a proposal a photovoltaic generator's at commercial building with self-consumption, and with deliveries surplus' energy to grid. This is intended to encourage distributed generation (DG) on industrial, commercial and urban areas, and thus contribute to development a solar photovoltaic's (PV) systems with grid connection (SGC), making use of renewable energy and Inexhaustible sources like the sun. Its shows a methodology for selecting and size components of a photovoltaic solar system with grid connected is showed. As panels, inverters, fuses, switches, wires and transformer. As well as the estimation annual, monthly and daily of energy production, taking into account environmental factors such as radiation, temperature at place and precipitation periods. The impacts on electric distribution are mentioned when a SGC is being operated on. Finally, values of the energy consumed and injected into the network are obtained when a value of kW-h in pesos is assumed for a commercial building. Value given by the network operator.

---

<sup>2</sup> Bachelor Thesis

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordoñez Plata. PHD

## INTRODUCCIÓN

El mundo ha estado en constante evolución, y la demanda de energía cada vez ha ido incrementando debido al creciente y continuo desarrollo, así como el acelerado consumo en países industrializados y en países con una economía emergente. Para obtener y satisfacer tal demanda de energía, la humanidad por muchos años y a lo largo de la historia se ha valido en su gran mayoría de recursos no renovables. Si se hace un recuento a través de la historia puede decirse que desde el mismo descubrimiento del fuego, que es energía en forma de calor, así como la creación o invención de las primeras máquinas de vapor o combustión interna, utilizaron como materia prima leña, carbón, petróleo y derivados del petróleo como gasolina, diésel, gas natural y el carbón mineral.

En un principio cuando se hizo uso de estos recursos se pensaba que eran casi que inagotables y el impacto que generaban en el ambiente era poco considerado. Pero debido al crecimiento acelerado de la población mundial y por consiguiente el respectivo aumento de la demanda, se hizo un uso desmesurado de estas fuentes, viéndolas en su momento, como la única alternativa para la producción de energía. La utilización de estos recursos fue tanta que en los siglos XX y XXI provocaron la aparición de alteraciones en la atmósfera. Estas alteraciones han sido producto de las emisiones de Dióxido de Carbono ó  $CO_2$  generadas por el uso de los combustibles fósiles y recursos no renovables, se puede decir que por causa de estas alteraciones atmosféricas es producido el llamado efecto invernadero el cual se consideraría como un fenómeno artificial lo cual ha desatado las variaciones de temperaturas a nivel mundial de una manera significativa [8].

Estas olas de calor y otros fenómenos han causado graves lesiones en la salud de las personas e incluso provocando un sin número de muertes. Entonces se deben destacar dos factores que pueden ser considerados como los dos grandes causantes por el cual hay que tomar precauciones y desarrollar alternativas de manera inmediata, de modo que esto traiga un efecto bastante significativo a mediano y largo plazo con el ambiente. Es evidente con lo dicho anteriormente, que la utilización de estos recursos puede conllevar a dos cosas:

- Deterioro del medio ambiente.
- Extinción de los recursos no renovables.

Si los recursos se extinguen entonces es imposible satisfacer el crecimiento de la demanda sobre todo en países desarrollados e industrializados, por eso es urgente pensar en otras fuentes de energía como las renovables y con el avance de las investigaciones y la tecnología esto se facilita aún más. Las fuentes de energía renovables ayudan a preservar el medio ambiente y reducir los impactos socioeconómicos que producen las de combustibles fósiles, ya que el proceso de generación en su gran mayoría es de forma limpia, los recursos son gratuitos y de fácil adquisición. Para pensar en un desarrollo sostenible se ha logrado aprovechar recursos renovables como el sol, el viento, el agua, las olas y las mareas. Entendiendo como desarrollo sostenible “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades” Informe Brundtland, 1987.

## **1. DEFICION DEL PROBLEMA**

La siguiente monografía se basa en el dimensionamiento de un parque solar ubicado en un edificio comercial en la ciudad de Bucaramanga, dicho edificio comercial, cuenta con una carga de aproximadamente de 1.7 MVA, distribuidas en tomas de fuerza y energía regulada, sistemas de aires acondicionados, iluminación ambiental de exteriores e interiores, así como la iluminación artística. Debido a los altos consumos y los elevados costos en la tarifa de energía, en este edificio comercial se ha escogido implementar un sistema solar fotovoltaico (FV) que suministre una potencia aproximadamente de 300 kW, que sería la potencia equivalente a la carga total del sistema de iluminación led y alumbrado de exteriores.

Para abordar correctamente este problema y establecer una adecuada solución se han considerado los factores y elementos que influyen en el dimensionamiento del FV estos son: La localización del predio, datos de longitud y latitud del lugar, radiación solar (kW/m<sup>2</sup>/día) difusa y directa, horas pico solar o HSP (1 kW/m<sup>2</sup>), Equivalente número de días sin sol o días negros por año (días), velocidad del viento (m/s), temperaturas máximas y mínimas características físicas del panel (eficiencia de los mismos), producción de energía anual, estimación de pérdidas, arreglos en serie y paralelo de los paneles, Inversores, transformadores de aislamiento, cables, protecciones y medida.

La principal característica de este FV (Generador) es que es un sistema conectado a la red, por lo cual en la solución de este problema se describen algunos ítems referentes al conexionado con la red externa y la sincronización con la misma. De modo que abarcando todo lo anteriormente mencionado se contará con una completa solución de nuestro caso planteado.

### **1.1 JUSTIFICACIÓN**

Es bien sabido, que implementar los FV a mediana y grande escala de potencia con un sistema de baterías puede elevar sustancialmente el costo de los proyectos, y en algunos casos llegan a

ser casi que irrealizables debido a que no cierran financieramente por el elevado costo de las baterías o acumuladores.

Por esta razón para disminuir los consumos elevados en la tarifa de energía y hacer un intercambio de compra y venta de energía que haga rentable el Proyecto, Se ha decidido implementar para este edificio comercial un generador FV, conectado a la red, haciendo de esto un proyecto rentable, sostenible y creciente en el tiempo (marco regulatorio en Colombia con la ley 1715, la cual no hace parte de nuestro estudio, pero promueve y favorece sistemas o generadores distribuidos con energías limpias o renovables).

Para este edificio se escogió el componente de la carga en iluminación que es aproximadamente 300 kW, debido a dos razones, primero la inversión inicial y segundo este es el componente que más utilización tiene sobre el total de la carga instalada en todos los días del mes y generalmente siempre está demandando entre un 70 y un 100% de su carga instalada.

## 2. OBJETO DEL PROYECTO

El principal objeto del proyecto es dimensionar los componentes de un sistema de generación solar fotovoltaico de mediana potencia, por lo tanto estimar los potenciales de generación, consumo y entrega a la red, por medio de alguna metodología. Así como identificar también los criterios para la selección de cada uno de sus componentes.

Para lograr un buen dimensionamiento se debe tener en cuenta las diferentes condiciones ambientales durante todo el año de modo que el proyecto produzca la máxima potencia posible en todas las condiciones climatológicas y así obtener altos niveles de rendimientos que hagan de esto, un proyecto rentable con respecto a la inversión inicial.

- Se dimensionará el sistema de tal forma que los módulos tengan siempre la misma inclinación y orientación, en dirección sur; expuestos a condiciones de lluvia o sol durante todo el año.
- Los módulos fotovoltaicos estarán orientados hacia el sur y su inclinación podrá ser variada por algún operario de mantenimiento en dos posiciones diferentes dependiendo de la época del año en la que se encuentren, por lo tanto, durante lluvias, los módulos solares estarán inclinados un ángulo determinado y durante temporadas de sol y calor tendrán otro ángulo de inclinación.

Este método puede ser en muchos casos el más efectivo en cuanto a comparaciones de rentabilidad, en consideración así se tuvieran unos seguidores solares que varíen la posición del panel durante todo el año.

Con base en los cálculos energéticos y de eficiencia se seleccionará el método que arroje los mejores resultados. (El análisis de inversión, gastos AOM y retorno de la inversión en un periodo de tiempo, corresponden a una segunda parte).

## **2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO**

La monografía está orientada a describir e identificar un sistema de generación fotovoltaica con conexión a red y cada uno de sus componentes, así como el dimensionamiento de los mismos.

El proyecto se basa en un generador fotovoltaico con conexión a red o “*grid connected*”, instalado en la azotea o cubierta de la edificación para generar una potencia de aproximadamente 300 kW, todo esto es en el municipio de Bucaramanga- Departamento de Santander.

El proyecto en su composición tendrá paneles fotovoltaicos, inversores, protecciones, cables, y un sistema de medida bidireccional o en su efecto dos medidores para el consumo y entrega de energía a la red de distribución.

Para estimar el potencial de generación y la potencia entregada a la red se tendrán en cuenta factores influyentes como: la radiación, la temperatura, las condiciones de viento, los días nublados, las características físicas del panel, la estimación de pérdidas en el panel, los cables y cada uno de los componentes que integran el sistema de generación de energía eléctrica.

## **2.2 ENERGÍAS RENOVABLES**

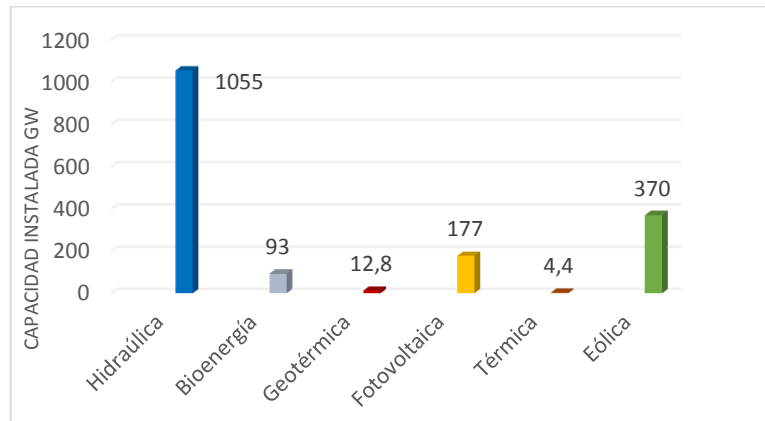
Se puede decir que son aquellas energías obtenidas de fuentes naturales casi que inagotables y duraderas en los años. Dentro de este grupo se pueden citar las siguientes:

- Energía solar.
- Energía eólica.
- Energía hidráulica.
- Energía solar térmica.
- Energía de las olas.
- Energía de las mareas.
- Energía biomasa.

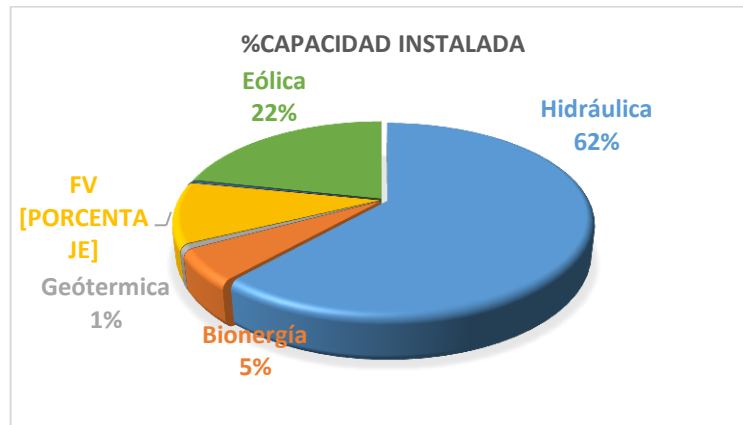
En la actualidad el aprovechamiento de los recursos renovables, para producir esta clase de energías está incrementando por lo tanto ya se pueden ver cifras considerables, pero no lo

suficiente como para considerarlas representativas. En cuanto a la capacidad instalada a nivel mundial con estas energías se puede ver en las figuras 1 a 4.

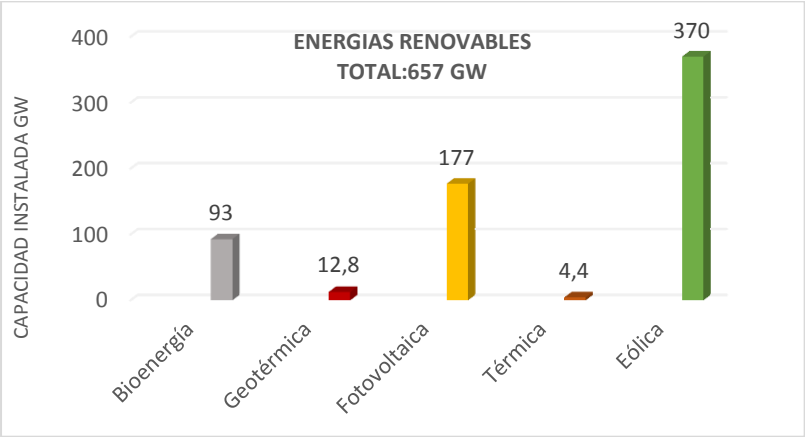
**Figura 1:** Total de la capacidad instalada en renovables GW.



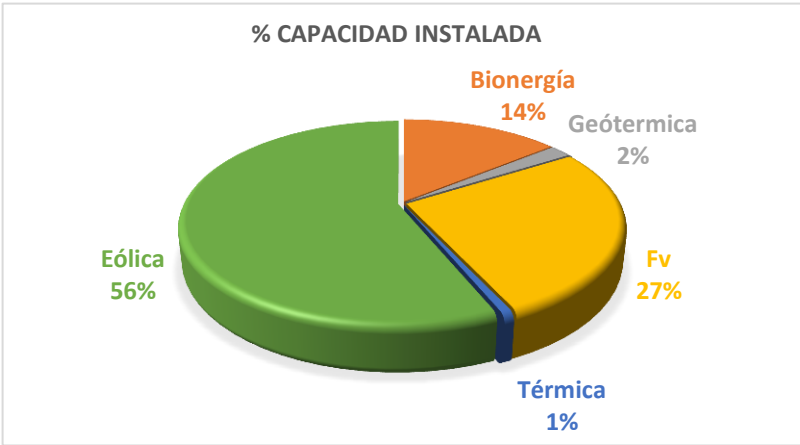
**Figura 2:** Total de la capacidad instalada de energías renovables %.



**Figura 3:** Total de la capacidad de energías renovables sin hidráulicas.



**Figura 4:** Porcentaje de capacidad instalada.



Precisamente pensando en el desarrollo sostenible y en el impacto socio económico que traen consigo estas energías renovables cabe destacar, que algunos países están haciendo fuertes inversiones como se ilustra las tablas 1 y 2.

**Tabla 1:** Total capacidad Instalada en Renovables GW.

**INVERSIÓN ANUAL/ ADICIONES A LA CAPACIDAD NETA/ PRODUCCIÓN EN 2014**

	1	2	3	4	5
Inversión en energía y combustibles renovables (sin incluir energía hidráulica mayor a 50 MW)	China	Estados Unidos	Japón	Reino Unido	Alemania
Inversión relativa al PBI anual <sup>1</sup>	Burundi	Kenia	Honduras	Jordania	Uruguay
Capacidad de energía geotérmica	Kenia	Turquía	Indonesia	Filipinas	Italia
Capacidad de energía hidráulica	China	Brasil	Canadá	Turquía	India
Capacidad solar FV	China	Japón	Estados Unidos	Reino Unido	Alemania
Capacidad de energía solar de concentración (CSP)	Estados Unidos	India	—	—	—
Capacidad de energía eólica	China	Alemania	Estados Unidos	Brasil	India
Capacidad de calentamiento solar de agua <sup>2</sup>	China	Turquía	Brasil	India	Alemania
Producción de biodiésel	Estados Unidos	Brasil	Alemania	Indonesia	Argentina
Producción de etanol combustible	Estados Unidos	Brasil	China	Canadá	Tailandia

**CAPACIDAD O GENERACIÓN TOTAL, FIN DEL 2014**

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

Fuente [18].

**Tabla 2:** Ranking Países con capacidad de generación instalada.

**CAPACIDAD O GENERACIÓN TOTAL, FIN DEL 2014**

	1	2	3	4	5
<b>ENERGÍA</b>					
Energía renovable (incl. hidro)	China	Estados Unidos	Brasil	Alemania	Canadá
Energía renovable (sin incl. hidro)	China	Estados Unidos	Alemania	España / Italia	Japón / India
Capacidad de energía renovable per cápita (sin incl. hidro <sup>3</sup> , entre los 20 líderes)	Dinamarca	Alemania	Suecia	España	Portugal
Generación de bioenergía	Estados Unidos	Alemania	China	Brasil	Japón
Capacidad de energía geotérmica	Estados Unidos	Filipinas	Indonesia	México	Nueva Zelanda
Capacidad de energía hidráulica <sup>4</sup>	China	Brasil	Estados Unidos	Canadá	Rusia
Generación de energía hidráulica <sup>4</sup>	China	Brasil	Canadá	Estados Unidos	Rusia
Energía solar térmica de concentración (CSP)	España	Estados Unidos	India	Emiratos Árabes Unidos	Algeria
Capacidad solar FV	Alemania	China	Japón	Italia	Estados Unidos
Capacidad solar FV per cápita	Alemania	Italia	Bélgica	Grecia	República Checa
Capacidad de energía eólica	China	Estados Unidos	Alemania	España	India
Capacidad de energía eólica per cápita	Dinamarca	Suecia	Alemania	España	Irlanda

Fuente [18].

### 2.2.1 La Energía solar fotovoltaica

**Figura 5** Un sistema FV, con conexión a red en suelo.



Fuente [9].

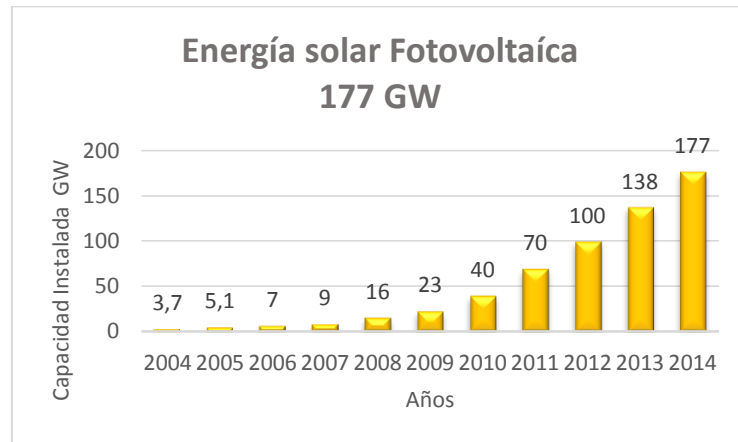
La energía solar fotovoltaica es aquella transformación de la luz solar incidente en energía eléctrica de corriente continua, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar”. La Figura 5 muestra una instalación de paneles fotovoltaicos en una extensión importante de tierra, conocida como una granja fotovoltaica.

La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”. Presenta características muy peculiares entre las que se destacan:

- Elevada calidad energética.
- Pequeño o nulo impacto ecológico.
- Inagotable a escala humana.

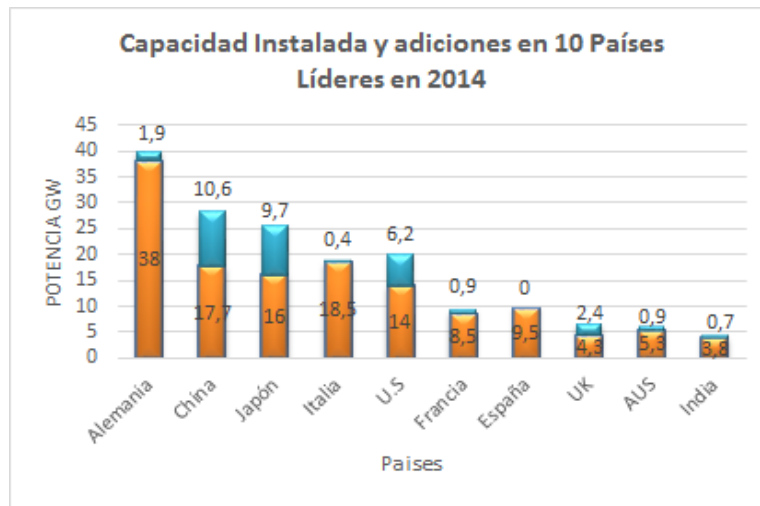
La energía solar fotovoltaica actualmente ha venido creciendo, debido a las altas inversiones que se han realizado, por lo tanto, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, ha llegado a ser bastante significativa y representativa. A través de los años la energía ha ido creciendo como se ilustra en la siguiente Figura 6 y Figura 7.

**Figura 6** Capacidad Mundial Total de Energía FV.



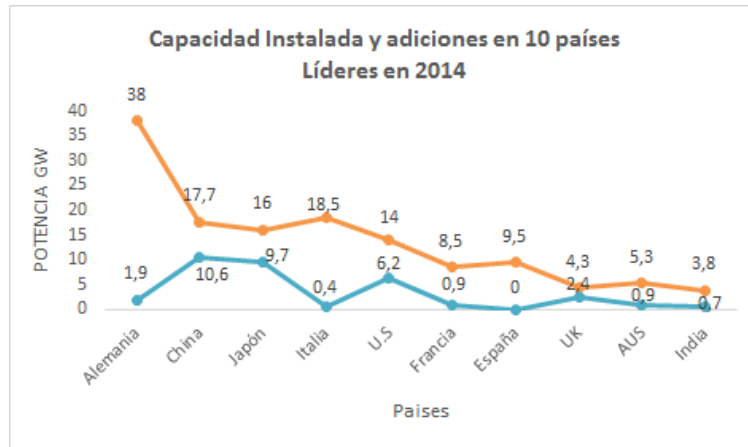
Fuente [Realizada por autor].

**Figura 7:** Capacidad Instalada y adiciones en el año 2014.



Fuente [Realizada por autor].

**Figura 8:** Capacidad Instalada y adiciones en el año 2014.



Fuente [Realizada por autor].

La energía solar fotovoltaica tiene muchas aplicaciones, a grandes rasgos se pueden clasificar en tres grupos: conectados a la red (grid connected), autónomos (off grid), y de bombeo.

**2.2.2 Sistemas conectados a la red (grid connected)** Se caracterizan porque toda la energía producida es inyectada íntegramente en la red de distribución, dado a que no deben satisfacer ninguna demanda de consumo en forma directa, ni garantizar el mismo, por ésta razón no es necesario incorporar equipos acumuladores de energía como las baterías. Estos pueden ir en fachadas en planta de cubiertas o en piso dependiendo de la potencia a generar.

**2.2.3 Sistemas Autónomos** Estos encierran gran variedad de aplicaciones y su denominador común es la necesidad de satisfacer una demanda energética, por esto todos los equipos autónomos incorporan un equipo acumulador de energía. Los sistemas autónomos se clasifican en tres grupos.

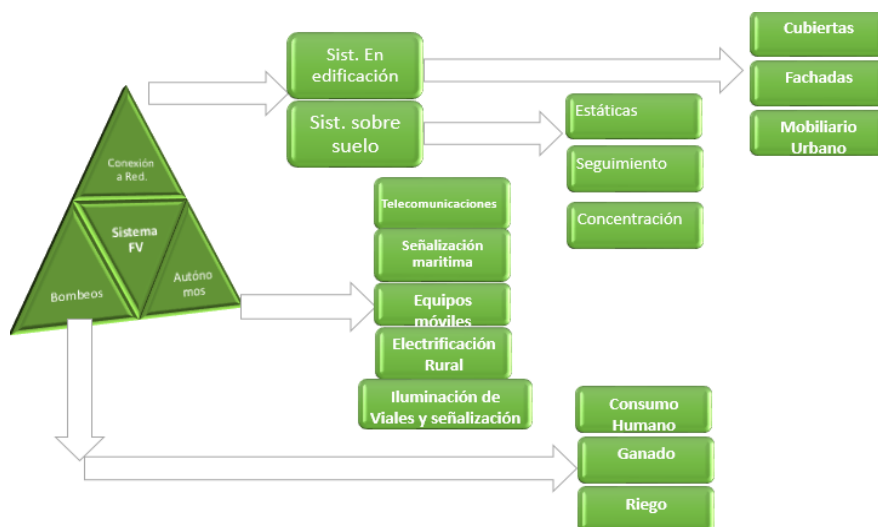
- Profesionales.
- Electrificación rural.

- Pequeño consumo.

Las aplicaciones profesionales son variadas abarcan casos como: los radioenlaces, la protección catódica de gaseoductos, los hoteles, las señales de tráfico, la refrigeración de vacunas, los equipos remotos de adquisición y transmisión de datos y la alimentación de equipos especiales como satélites. Las de pequeño consumo, son pequeños módulos fotovoltaicos compuesto de silicio amorfo con aplicaciones en equipos electrónicos como: calculadoras relojes, cargadores móviles, pequeñas herramientas eléctricas. etc. En algunos casos se agrega un grupo electrógenos ya sea para reducir el tamaño del acumulador o funcionar como equipo de respaldo. Las de electrificación rural, son utilizados en zonas rurales bastante alejadas de las redes de electrificación estas generalmente son financiadas por programas especiales del gobierno o por ONG.

**2.2.4 Sistemas de bombeo** Son aquellas motobombas alimentadas por la energía que producen los paneles solares, así poder transportar el agua desde un pozo o acuífero hasta un sistema de riego. La siguiente figura muestra la clasificación y sus aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.

**Figura 9:** Clasificación y aplicaciones de los sistemas solares fotovoltaicos.



Fuente [Realizada por autor].

**Figura 10:** Un sistema FV autónomo alimentando Un radio enlace.



Fuente [9].

**Figura 11:** Un sistema FV en Fachada edificación.

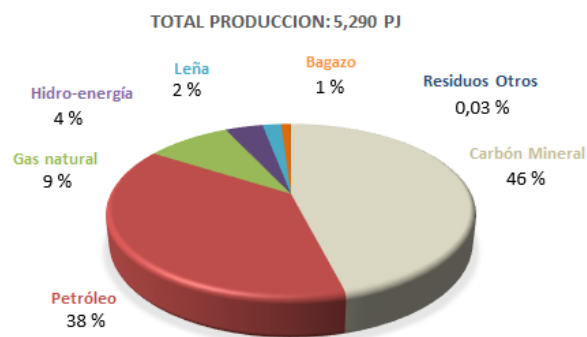


Fuente [9].

**2.2.5 La energía solar en Colombia** Es un país que tiene recursos de combustibles fósiles y una gran variedad de recursos renovables y su matriz de potenciales energéticos es relativamente amplia [19].

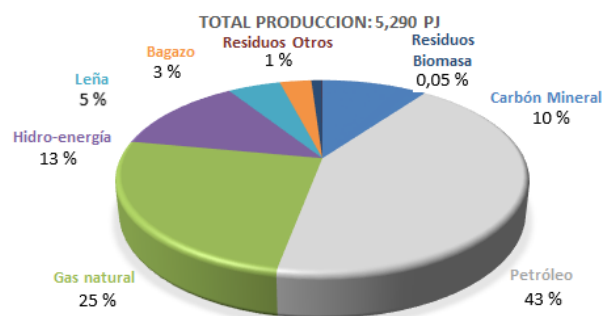
Las Figuras 12 y 13 muestran respectivamente, la explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios y la demanda interna de estos productos en el año 2012.

**Figura 12:** Explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios en 2012.



Fuente [Realizada por autor].

**Figura 13:** Demanda interna de recursos energéticos primarios en el año 2012.



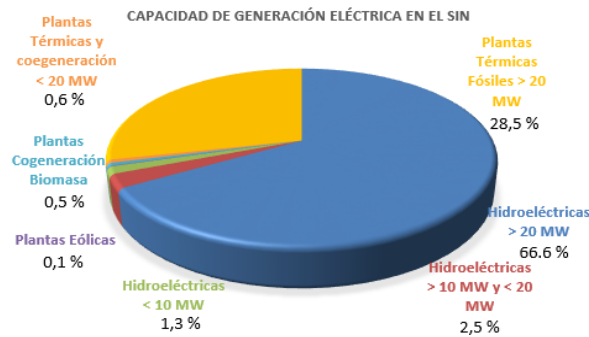
Fuente [Realizada por autor].

Colombia depende en gran mayoría de los combustibles fósiles como carbón mineral, petróleo y gas natural. De los renovables más explotados, es el agua para la producción de energía eléctrica, sin embargo, su explotación es del 4% en comparación con el total.

En cuanto a la demanda interna de recursos energéticos, el petróleo y el gas utilizados principalmente en la industria automotriz y los hogares, después la hidroenergía y el carbón mineral para producir energía eléctrica.

Después siguen otros componentes como la biomasa, el bagazo, residuos de biomasa que su demanda y utilización es menos del 5%, con base en estos se puede decir que Colombia siendo un país con una matriz energética muy variada, la demanda y utilización de recursos naturales renovables es muy ínfima comparada con los combustibles fósiles.

**Figura 14:** Capacidad de generación Eléctrica en el SIN.



Fuente [Realizada por autor].

En Colombia la matriz eléctrica está altamente constituida por fuentes de generación como las hidroeléctricas y las plantas térmicas que constituyen un 98,9% de la capacidad de generación, el otro 1,1% es obtenido de las fuentes eólicas y plantas de cogeneración térmica y biomasa. La generación solar fotovoltaica actualmente, no alcanza a considerarse en la matriz de las fuentes de generación de energía eléctrica.

### 2.3 DESTINATARIO

Este proyecto va dirigido a todas aquellas personas, sean estudiantes o de libre aprendizaje que deseen ahondar o tener algún conocimiento en el tema. Tomándolo como punto de partida y referencia, Para establecer metodologías y métodos de cálculos en sistemas de generación solares fotovoltaicos, de mediana y alta potencia, conectados a la red de distribución eléctrica.

### 2.4 MOTIVACIÓN

La principal motivación de este proyecto surge especialmente por la necesidad de mostrar, concientizar e incentivar a las personas en general, que un proyecto de generación fotovoltaica con conexión a red es viable y muy sencillo de implementar. Esto se debe a que la inyección de energía producida por el generador o el sistema de paneles es directa con la red, por lo tanto, se pueden obviar acumuladores como las baterías, que encarecen en muchas ocasiones los proyectos de mediana y alta potencia. Además, una concientización de este tipo de energías

renovables, pueden contribuir con el ambiente, produciendo efectos positivos en la reducción de los efectos del cambio climático.

## 2.5 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

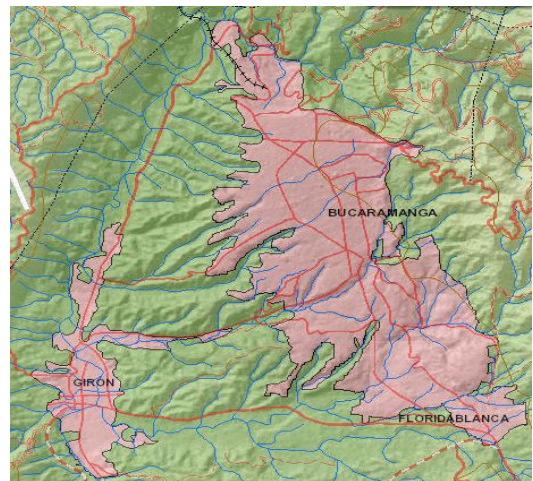
Bucaramanga es municipio ubicado en el departamento de Santander. La cabecera municipal y capital departamental está localizada aproximadamente a los  $07^{\circ}07'17''$  de latitud norte y  $73^{\circ}07'20''$  de longitud oeste, a una altura sobre el nivel del mar de 960 m. Sus tierras se distribuyen entre los climas cálido, templado y frío, la humedad relativa promedio anual es de 83% y la temperatura promedio anual es de  $24,5^{\circ}\text{C}$ , siendo marzo el mes de mayor temperatura y octubre el de menor. La precipitación media anual es de 1 253 mm, está asociada a la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT) y se distribuye en un régimen monomodal que se extiende entre los meses de febrero a noviembre, siendo abril y octubre los meses más lluviosos. El área municipal es de 154 km<sup>2</sup> y limita al Norte con Rio negro, al Este con Matanza, Charta y Tona, al Sur con Floridablanca y Girón y al Oeste con Girón [1].

Las figuras 15 a 18 presentan la ubicación geográfica del sitio donde se van a instalar los paneles fotovoltaicos, iniciando por la ubicación de la ciudad hasta llegar a la ubicación de la edificación donde se instalarán los paneles fotovoltaicos. El edificio se encuentra ubicado en la ciudad de Bucaramanga en el centro de convenciones neomundo.

**Figura 15:** Bucaramanga en Colombia.



**Figura 16:** Bucaramanga y sus límites.



Fuente [1].

Fuente [1].

**Figura 17:** Edificio comercial y zonas aledañas.



**Figura 18:** Edificio comercial para la Instalación FV, Centro de convenciones Neomundo calle 89 transversal oriental



Fuente [1]

Fuente [1].

### **3. ORGANIZACIÓN DE LA NORMALIZACION RELACIONADA CON PANELES FOTOVOLTAICOS**

Las organizaciones encargadas de la normalización de sistemas eléctricos, son aquellas que se encargan de establecer los parámetros y estándares mínimos a fin de que los equipos y componentes de un sistema cumplan con los requisitos para sus pruebas e implementación y puesta en marcha. Para el caso de los FV se ha tomado como referencia las normas expedidas por la International Electrotechnical Commission (IEC) y algunos criterios en concordancia con el National Electrical Code (NEC).

#### **3.1 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC)**

La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI o IEC) es una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas. Numerosas normas se desarrollan conjuntamente con la ISO (normas ISO/IEC). Teniendo un área específica para el estudio de los sistemas solares fotovoltaicos llamado el comité técnico TC-82.

Este comité se encarga de establecer las normas relacionadas con los sistemas de energía solar fotovoltaica y tienen un alcance en la preparación de normas internacionales para los sistemas de conversión fotovoltaica de la energía solar en energía eléctrica y para todos los elementos en el sistema de energía fotovoltaica. También se incluyen la preparación de las normas que especifican los requisitos para un sistema de calidad total.

Las normas también incluyen los controles de calidad de los fabricantes de paneles fotovoltaicos, los procedimientos de acreditación en los laboratorios de pruebas de estos paneles, la certificación de este producto y su proceso de etiquetado. Los grupos de trabajo del TC-82 son:

WG1: Nomenclatura WG2: Módulos WG3: Sistemas WG4: Baterías (Junto con TC21) WG5: Calidad y certificación WG6: Resto de componentes del sistema (BOS)

Las normas IEC relacionadas a los sistemas fotovoltaicos y equipamiento publicados por TC-82 incluyen:

- IEC 60891 –Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices (Procedimientos de corrección de temperatura e irradiancia en la medición de las características I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicón cristalino).
- IEC 60904 –Photovoltaic devices Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics (Dispositivos fotovoltaicos, Parte 1: Medición de características fotovoltaicas corriente-tensión).
- IEC 60904-2 Photovoltaic devices Part 2: Requirements for reference solar cells (Dispositivos fotovoltaicos, Parte 2: Requerimientos para células solares de referencia).
- IEC 60904-3 Photovoltaic devices Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data (Dispositivos fotovoltaicos, Parte 3: Principios de medición para dispositivos terrestres fotovoltaicos solares (PV) con datos de referencia de irradiancia espectral).

IEC 60904-5 Photovoltaic devices Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method (Dispositivos solares, Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT por sus siglas en inglés) de dispositivos fotovoltaicos (PV) por el método de la tensión de circuito abierto).

- IEC 60904-6 Photovoltaic devices Part 6: Requirements for reference solar modules (Dispositivos fotovoltaicos, Parte 6: Requerimientos para módulos solares de referencia).
- IEC 60904-7 Photovoltaic devices Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device (Dispositivos fotovoltaicos, Parte 7: Cálculo del error de desajuste espectral introducido en el ensayo de un dispositivo fotovoltaico).
- IEC 60904-8 Photovoltaic devices Part 8: Measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device (Dispositivos fotovoltaicos, Parte 8: Medición de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico).

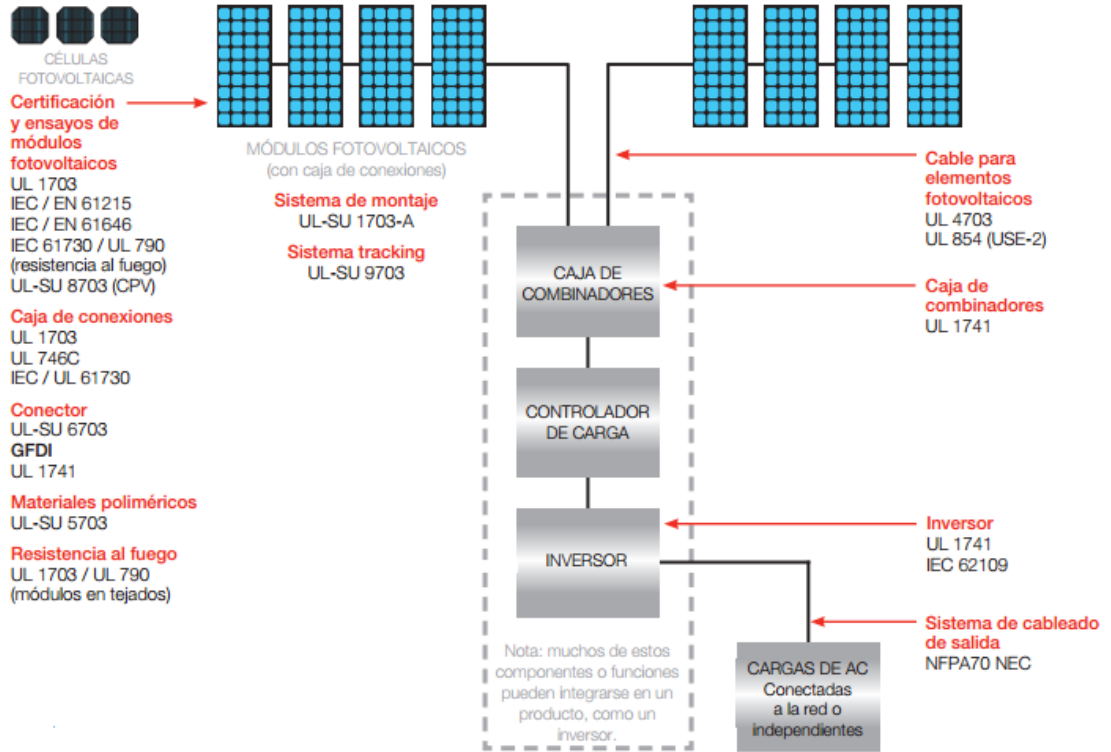
- IEC 60904-9 Photovoltaic devices Part 9: Solar simulator performance requirements (Dispositivos fotovoltaicos, Parte 9: Requerimientos para el desarrollo de un simulador solar).
- IEC 60904-10 Photovoltaic devices Part 10: Methods of linearity measurement (Dispositivos fotovoltaicos, Parte 10: Métodos de medición lineal).
- IEC 61173 – Over voltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems – Guide (Protección de sobre-voltaje para sistemas generadores de potencia fotovoltaica (PV)).
- IEC 61194 - Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems (Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos independientes).
- IEC 61215 –Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules –Design qualification and type approval (Módulos terrestres fotovoltaicos (PV) de silicón cristalino - Cualificación de diseño y tipo de aprobación).
- IEC 61683 – Photovoltaic systems – Power conditioners –Procedure for measuring efficiency (Sistemas fotovoltaicos – Acondicionadores de potencia – Procedimiento para medición de eficiencia).
- IEC 61701 - Salt mist corrosión testing of photovoltaic (PV) modules (Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos).
- IEC 61725 –Analytical expression for daily solar profiles (Expresión analítica para perfiles solares diarios).
- IEC 61829 –Crystalline silicon photovoltaic (PV) array – On- site measurement of I-V characteristics (Arreglo fotovoltaico (PV) de silicón cristalino – Medición en el sitio de las características I-V).

- IEC 60811-1-1 –Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables and optical cables, in accordance with NEC 2008 UL TYPE PV.
- UL 4703 –Standard for Photovoltaic Wire
- UL 854 (USE-2) –Standard for Service-Entrance Cables
- UL 1703 –Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels in accordance with the National Electrical Code, NFPA 70, and Model Building Codes.
- UL 746-C Standard for Polymeric Materials - Use in Electrical Equipment Evaluations
- IEC 61730-1 -2 Photovoltaic (PV) module safety qualification
- UL 1741 –Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy, includes anti-Aisland Resources in accordance with the National Electrical Code, NFPA 70.
- IEEE 1547–.Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

### **3.2 SELECCIÓN DE NORMATIVIDAD A UTILIZAR EN EL FV**

En la Figura 19 se muestra cada una de las normas que se deben considerar al seleccionar las diferentes componentes de un sistema de generación de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos.

**Figura 19:** Normas asociadas a un sistema FV y cada uno de sus componentes.



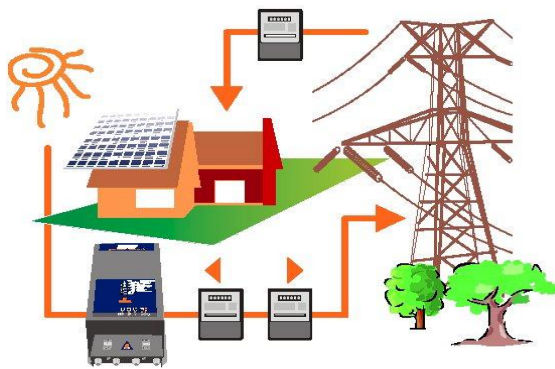
Fuente [21].

#### 4. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

Un sistema solar fotovoltaico conectado a la red se describirá en este documento de forma simplificada como un SFCR. Este sistema se compone de un generador fotovoltaico y un inversor que convierte la corriente continua DC suministrada por los paneles en corriente alterna AC, con las características de la red eléctrica, así como los elementos de protección y medida necesarios. Este tipo de instalaciones fotovoltaicas se conectan en paralelo en las redes del operador de red u compañía prestadora de servicio. La principal motivación es la inyección de energía eléctrica a la red, con el ánimo de consumir o vender la energía producida o como apoyo a la red eléctrica.

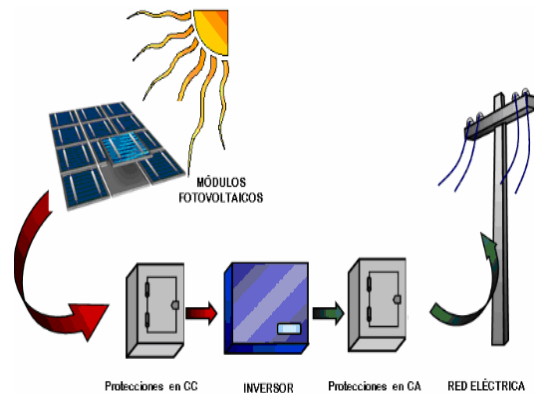
En las Figuras 20 y 21 se muestra un esquema generalizado de un SFCR y su importancia radica principalmente en la estimación anual de energía inyectada a la red.

**Figura 20:** Sistema solar fotovoltaico.



Fuente [15].

**Figura 21:** Componentes conectados a la red y medida.



Fuente [15].

En el dimensionado de un SFCR existen algunos factores que juegan un papel importante para estimar la producción anual de energía, entre estos están: la irradiancia (la cual puede ser variable en días con lluvia o nublados afectando directamente la corriente generada por el

generador), la temperatura (que afecta directamente los valores de la tensión en el generador estableciendo una relación inversa con ésta). La energía producida por un SFCR en un sistema de distribución, debe ser para consumo en las cercanías y la sobrante debe ser introducida a la red o de inyección total a la red. Se pueden mencionar dos esquemas en el funcionamiento: estos son el *feed-in tariff* (retribución con prima) y el *net – metering* ó (balance neto).

***feed – in tariff*** : Consiste en la retribución con prima, generalmente el propietario del SFCR recibe ingresos derivados de la energía total producida independiente de la que haya sido consumida en las cercanías del generador. Este sistema favorece la generación distribuida, pero sin embargo debe haber algunos condicionantes para evitar el crecimiento desordenado o no planificado de los mismos [9].

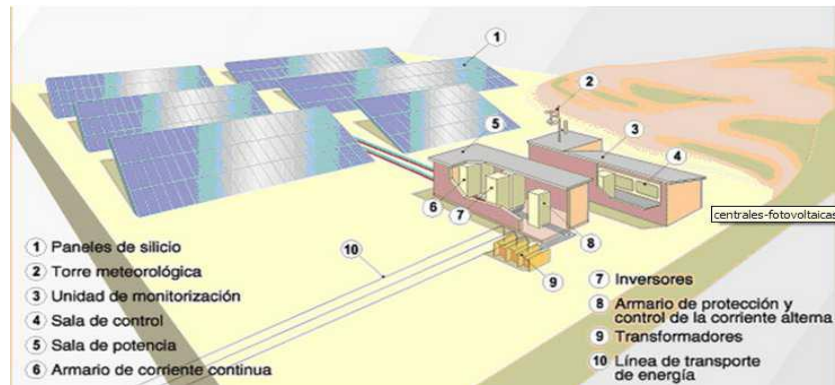
***net – metering*** : Consiste en la remuneración de los excedentes de energía eléctrica, entre el generador y un sistema de consumo asociado, y este sucede cuando la energía producida, es mayor que la energía de consumo. Entendiéndose entonces que los excedentes son inyectados a la red [9]. Dado el caso que la cantidad de energía producida por el SFCR, sea menor que la energía asociada al consumo la carga se verá obligada a tomar la energía de la red para suplir la demanda. A esto se le llama consumos diferidos.

Un SFCR está compuesto por varios componentes, a saber:

1. Paneles solares
2. Torres meteorológicas
3. Unidad de monitorización
4. Sala de control
5. Sala de potencia
6. Armario de corriente continua.
7. Inversores
8. Armario de protección y control de corriente alterna.
9. Transformadores.
10. Línea de transporte de energía.

Cabe destacar que el panel solar y el inversor son los que dan generación de potencia y estabilidad al SFCR respectivamente. En la Figura 22 se muestran los componentes de un SFCR.

**Figura 22:** Componentes de un SFCR.



Fuente [11].

La energía solar que incide en los paneles es convertida a energía eléctrica, de corriente continua (DC), esta energía a su vez es transportada por los cables hasta el inversor si es uno ó hasta los inversores si hay varios subsistemas. Estos inversores se encargan de convertir la tensión de corriente continua en corriente alterna (AC). Regularmente se instalan en un cuarto de control junto con los equipos donde se lleva acabo el registro de la monitorización de las señales del sistema de generación de energía eléctrica. A la salida del inversor se encuentra el transformador que se encarga de elevar la tensión hasta alcanzar los valores pertinentes y adecuados para un buen funcionamiento y establecer la paridad. Los valores de la energía inyectados a la red son facturados por un medidor, estipulado por un contrato de venta de energía. El transformador, cables, protecciones y medidor se instalan en un cuarto o sala de potencia.

#### 4.1 LA RADIACIÓN SOLAR

Es el flujo de energía que recibimos del sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias. El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000 °K, en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear que producen una pérdida de masa que se transforma en energía.

La radiación solar se distribuye en tres frecuencias (luz visible, infrarroja y ultravioleta). La luz visible son las radiaciones con longitud de ondas comprendidas entre 0,4  $\mu\text{m}$  y 0,7  $\mu\text{m}$  pueden ser detectadas por el ojo humano. La radiación infrarroja es aquella que tiene una longitud de onda igual o mayor a 0,77  $\mu\text{m}$  y corresponde a longitudes de onda más largas. La radiación ultravioleta comprende aquellas longitudes de onda más cortas con valores menores a 0,35  $\mu\text{m}$ . Los valores de la radiación pueden cambiar en los días nublados o con lluvias, y también cuando existen masas de polvo, parte de ella es absorbida o reflejada por la atmósfera. A diferencia de los días limpios en que dicha radiación atraviesa con eficacia la atmósfera limpia. En función de cómo recibe cualquier objeto situado en la superficie terrestre, la radiación solar se puede clasificar en [13], [14]:

- Radiación directa.
- Radiación difusa.
- Radiación reflejada.
- Radiación global.

**4.1.1 Radiación directa** Es aquella que incide directamente sobre algún objeto sin presentar alguna variación o cambio en su dirección.

**4.1.2 Radiación difusa** Es aquella reflejada por las nubes o absorbida por éstas, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

**4.1.3 Radiación reflejada** Es aquella reflejada por la superficie terrestre o suelo y ésta depende del coeficiente de reflexión de la superficie, es también llamada radiación del albedo, y tiene gran incidencia sobre las superficies con inclinación vertical.

**4.1.4 Radiación global** Es la radiación global es la suma de las tres radiaciones citadas anteriormente. En un día despejado con cielo limpio, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

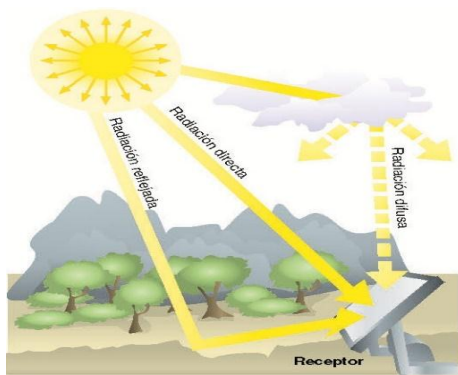
Usualmente los valores de radiación en las distintas bases de datos y en los atlas de radiación son un valor global, si se conocen en el sitio de medida el valor de cada una de las radiaciones citadas previamente, la radiación global es la suma de las tres radiaciones. Las figuras 23 y 24 muestran los tres tipos de radiaciones que se presentan en un sistema fotovoltaico.

Es la radiación global es la suma de las tres radiaciones citadas anteriormente. En un día despejado con cielo limpio, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

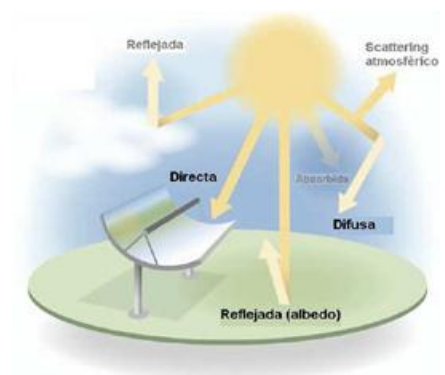
Usualmente los valores de radiación en las distintas bases de datos y en los atlas de radiación son un valor global, si se conocen en el sitio de medida el valor de cada una de las radiaciones citadas previamente, la radiación global es la suma de las tres radiaciones. Las Figuras 23 y 24 muestran los tres tipos de radiaciones que se presentan en un sistema fotovoltaico.

**Figura 23:** Radiaciones en un plano inclinado.

**Figura 24:** La radiación reflejada es nula en el plano horizontal.



Fuente [14].



Fuente [13].

## 4.2 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

Los valores de la radiación solar se pueden obtener de algunas bases de datos tomadas imágenes satelitales [3], o a partir de estaciones meteorológicas terrenales ubicadas cerca de las proximidades de la instalación [4]. También se puede estimar haciendo mediciones en el terreno o lugar de la instalación partiendo de las normas IEC destacadas con anterioridad las IEC 60904-3, IEC 60904-10, pueden dar una idea de cómo hacer dichas mediciones. El instrumento que mide el valor de radiación terrenal es el piranómetro (solarímetro ó actinómetro). La Figura 25 muestra un piranómetro.

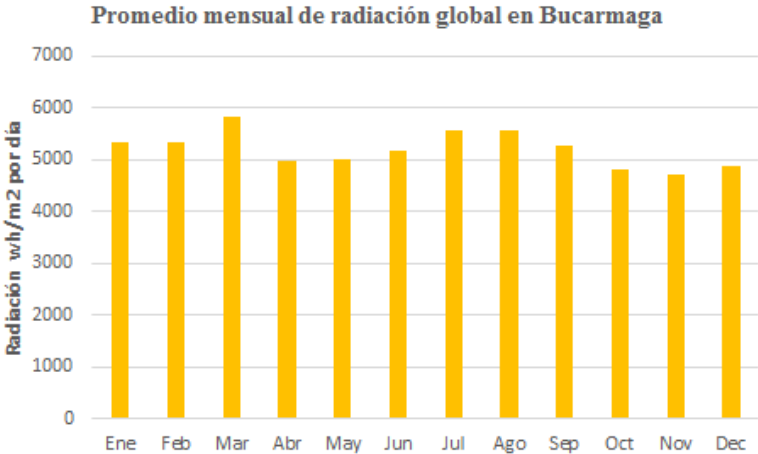
**Figura 25:** Piranómetro.



Algunas veces las discrepancias de los datos entre una base y otra puede estar entre el 20% y 30%, lo cual es fundamental para los cálculos de productividad de cualquier SFCR. La selección correcta de la base, debe ser tal, que valores en la productividad tengan un margen de

error mínimo, por tanto, lo adecuado es trabajar con valores de algunas estaciones, próximas al lugar de la instalación. En caso de que no existan datos de irradiancia por no haber estaciones cercanas, o los cálculos sean de país a país, en los cuales se desconozcan las estaciones, una estimación de datos arrojados por satélite puede ser de gran utilidad, pero considerando el porcentaje de variación y así reducir el nivel de incertidumbre en la toma de estos. Para considerar la radiación incidente de un generador se considerando aspectos como: la inclinación del panel fotovoltaico, su orientación y características físicas como suciedad, transmitancia del vidrio y reflexión por incidencia no perpendicular, se le puede llamar efectiva incidente. En un SFCR la irradiancia incidente, contribuye al aumento en la producción de energía en forma directa, y tiene un efecto preponderante en la corriente, aumentando o disminuyendo con ésta. Las figuras 26 y 27 muestran valores promedios mensuales de la radiación global estimadas por un sistema satelital para las ciudades de Bucaramanga y Tunja, respectivamente. Por otra parte, la Tabla 3 presenta los valores promedios mensuales de la radiación solar en Bucaramanga en kWh/m<sup>2</sup>

**Figura 26:** Radiaciones suministrada por el satélite.



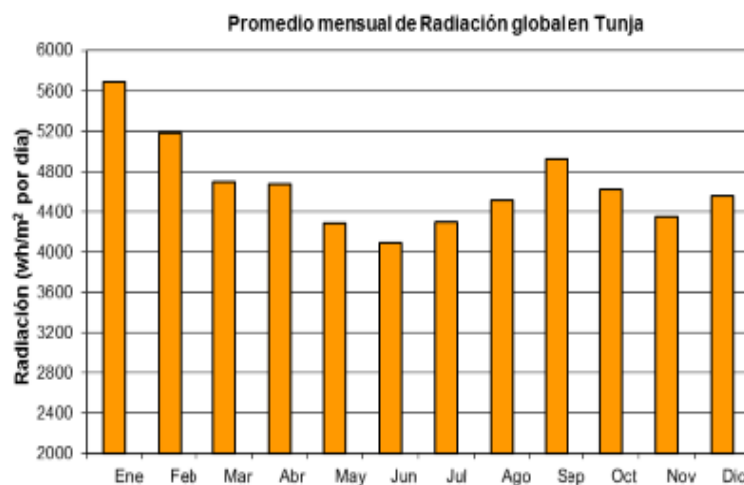
Fuente [Realizado por autor].

**Tabla 3.** Radiación promedio mensual Bucaramanga.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JULY	AGO	SEPT	OCT	NOV	DEC
5,34	5,34	5,28	4,96	5,01	5,16	5,57	5,55	5,27	4,8	4,72	4,86

Fuente [3].

**Figura 27:** Radiaciones suministrada por estación terrestre.



Fuente [4].

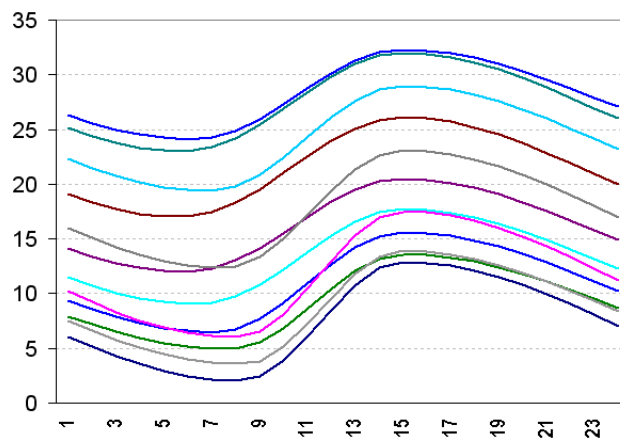
### 4.3 TEMPERATURA

La temperatura es una magnitud física que indica la intensidad de calor o frío de un cuerpo, de un objeto o del medio ambiente, en general, medido por un termómetro. El concepto de calor está asociado con altas temperaturas, mientras que el término frío se asocia con bajas temperaturas. La temperatura se mide en grados Celsius (°C), Fahrenheit (°F) o con una unidad de temperatura absoluta como es el Kelvin (°K). El cero absoluto (0 K) corresponde a -273,15 °C.

En un SFGR la temperatura juega un papel preponderante, por ser causante de las variaciones de tensión, y en menor grado de las variaciones de corriente, afectando así la potencia generada por éste. La producción de un SCFR en lugares próximos al ecuador varía muy poco si se compara con lugares en lejanos a éste. Por ejemplo, en países ubicados en el hemisferio norte, con las 4 estaciones la producción de energía y la potencia generada varía en un amplio margen por los cambios extremos de temperatura. Los valores pueden oscilar en el orden de los  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  hasta los  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  y en condiciones extremas valores hasta de los  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

En países situados cerca al paralelo del ecuador, las temperaturas no sufren variaciones tan drásticas como para considerar, que la variación de potencia generada y la producción de energía durante el año se deben principalmente a este factor. La Figura 28 da una idea de lo que es un perfil de temperaturas en diferentes lugares para cada  $^{\circ}\text{C}$ .

**Figura 28:** Temperaturas máximas y mínimas en un día Para cada  $^{\circ}\text{C}$ .

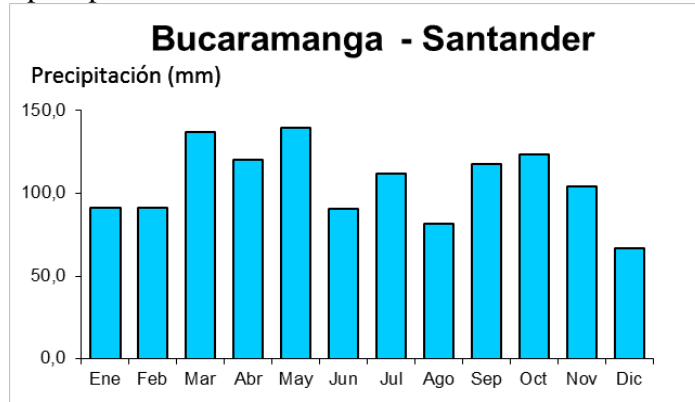


Fuente [15].

Los periodos de precipitación durante el año, influyen directamente en la temperatura y en cierto grado en los valores de la radiación global, dependiendo de la cantidad de nubes que pueda traer consigo la lluvia. Entendiéndose que si llueve, disminuye la temperatura y por consiguiente la radiación directa, entonces incrementa la radiación difusa, pero no lo suficiente para generar la misma cantidad de energía en un FV. En periodo de meses secos o sin lluvias es beneficioso algunas precipitaciones porque pueden limpiar los paneles fotovoltaicos del FV de

partículas como el polvo, elevando así el rendimiento y la producción una vez finalizada la lluvia. La Figura 29 muestra las precipitaciones en cada mes del año.

**Figura 29.** Periodo de precipitaciones.



Fuente [4].

#### 4.4 LOS VIENTOS

Para medir la velocidad del viento y el impacto que causan sobre cierta cantidad de paneles se utiliza el anemómetro, un instrumento de medida que se utiliza para la predicción del clima y, específicamente, para medir la velocidad del viento.

La velocidad del viento debe considerarse en las instalaciones FV, por el riesgo de los daños que los huracanes pueden infringir en las instalaciones FV, pero teniendo en cuenta el costo, o sea, lograr el menor riesgo al menor costo posible. En realidad, es un compromiso entre estos dos factores. La Tabla 4 presenta las velocidades del viento y el nivel de daños causados por los mismos.

**Tabla 4.** Velocidad del viento escala saffir Simpson.

Categoría	km/h	Daños
1	119,153	Mínimo
2	154,177	Moderados
3	178,208	Extensos
4	209,251	Extremos
5	252 más	Catastróficos

Cuando existen distintos factores de probabilidades de ocurrencia porcentuales, la probabilidad final es la que se obtiene de multiplicar esas diversas probabilidades. A continuación, distintos elementos que propician la disminución de las probabilidades de daño, teniendo en cuenta, además de los cálculos estructurales de resistencias probables, las muy importantes características tecnológicas inherentes a los sistemas FV que dan a un análisis más integral de esta problemática, en el sentido de disminuir las posibilidades de daños por vientos y huracanes.

**4.4.1 Probabilidad 1** Los módulos FV pueden sufrir daños al paso de huracanes, sobre todo por impactos a los módulos y torceduras de las estructuras, pero en forma repartida. No todos los componentes del SCFR tienen las mayores probabilidades de riesgo. El inversor por lo general está muy protegido, al igual que el cableado y otros componentes del SCFR, que por lo general sufren muy poco. Los elementos más vulnerables son el panel y la estructura soporte. No todo el SCFR está sometido a la misma probabilidad de daños, por lo que el porcentaje de daño total al del sistema disminuye.

**4.4.2 Probabilidad 2** Con relación a los módulos, los productores garantizan una resistencia de 2 400 pascales de presión perpendicular, o sea, la resistencia de los módulos se corresponde con una presión originada por la velocidad del viento de 228 km/h, en dirección perpendicular al módulo, lo que corresponde con la velocidad de vientos máximos de un huracán de categoría 4. Debido a la gran resistencia del módulo al viento es importante optimizar las resistencias vs. costo de la fijación del módulo a la estructura metálica soporte, la resistencia de la propia estructura y la fijación de la estructura al suelo o cubierta de la instalación del SCFR.

**4.4.3 Probabilidad 3** Mundialmente, la mayoría de los SCFR se instalan para resistir vientos de unos 150 km/h, sin que resulte en daño alguno. Esto no significa que para vientos de mayor velocidad el SCFR necesariamente se destruya, ya que el comportamiento es porcentualmente probabilístico, o sea, va aumentando paulatinamente a partir de porcentajes pequeños de probabilidad de daños.

**4.4.4 Probabilidad 4** Los SCFR se instalan con inclinación hacia el sur siempre y cuando estén ubicados en latitud norte o por encima de la zona ecuatorial, por lo que cuando el viento sopla del sur lo que hace es empujar más hacia el suelo al sistema; por otro lado, cuando el viento sopla desde el este o el oeste tampoco origina muchos daños. Cuando el viento sopla desde el norte es que se produce el efecto «vela», que trata de «empujar» el sistema hacia arriba,

a la vez que el viento que pasa por encima desde el norte por el módulo lo succiona hacia arriba en forma similar a las alas de los aviones. Es decir, de las 4 coordenadas de direcciones del viento, solo una la que procede del norte, es la más peligrosa.

**4.4.5 Probabilidad 5** Mundialmente, la mayoría de los SCFR se instalan para resistir vientos de unos 150 km/h, sin que resulte en daño alguno. Esto no significa que para vientos de mayor velocidad el SCFR necesariamente se destruya, ya que el comportamiento es porcentualmente probabilístico, o sea, va aumentando paulatinamente a partir de porcentajes pequeños de probabilidad de daños.

De acuerdo con la multiplicación de todas las probabilidades antes mencionadas de daños en sistemas SCFR azotados por ciclones, resulta una probabilidad final muy pequeña. De hacer más robustas las estructuras distribuidas por todo el territorio nacional para resistir vientos de categoría 5 (lo que no se realiza en ningún diseño estructural por tener siempre un carácter probabilístico), el costo real sería mucho mayor que los daños probables que haría un huracán a su paso por una parte de las instalaciones FV, y limitaría financieramente el desarrollo del sistema SCFR. El posible azote de huracanes hay que tenerlo en cuenta, pero no debe constituir una limitante para desarrollar un programa nacional FV que puede llegar a alcanzar una

penetración a muy largo plazo del 30% de la generación eléctrica del país, tema también de gran atención mundial actual. La Figura 30 muestra la instalación de los paneles en zonas de alto viento nivel 3 al 5.

**Figura 30:** Posible configuración de paneles con inclinación en zonas de alto viento nivel 3 al



Fuente [12]

Las estructuras no deben sobredimensionarse, sino optimizar su diseño mediante un cálculo apropiado de la relación costo-riesgo para resistir los vientos que por probabilidad deben afrontar. En Bucaramanga se presentan vientos moderados desde el nivel 1 al nivel 3, pero en zonas como las costas Atlántica y Pacífica se presentan vientos con ciclones y huracanados en los meses de octubre a marzo que pueden podrían ocasionar daños en el sistema SCFR.

#### **4.5 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usual-mente se utilizan 12V a 36V), a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo. Las células están entre materiales que las protegen de los efectos funcionar a la son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotoeléctrico.

El efecto eléctrico se produce al incidir la radiación solar sobre los materiales definidos como semiconductores extrínsecos. Cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella

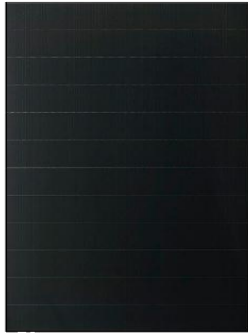
una tensión análoga a la que se produce entre las bornes de una pila. La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o poli cristalino. Las células solares de silicio mono cristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un bano de silicio fundido, este tipo de células son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares siendo este de entre el 15% y el 18%.

Debido a su alto costo, está empezando a utilizarse de forma masiva el silicio poli cristalino, mucho más económico de fabricar ya que está formado por un conjunto de estructuras macro cristalinas de silicio amorfo además su rendimiento es bastante próximo al de las células mono cristalinas, en torno al 12% y 14% [6]. Por ultimo existe otra familia de células solares constituidas de silicio amorfo que aparecen debido a que la fabricación de células solares de silicio cristalino sigue siendo muy alta, la fabricación de este tipo de células es mucho más simple y por lo tanto son mucho más económicas pero aunque tienen un buen comportamiento ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento puede llegar hasta un 10%; su peso y costo es bastante inferior al de las células cristalinas. El coste de los paneles fotovoltaicos se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales y su costo medio de generación eléctrica ya es bastante competente con las fuentes de energía convencionales cuando alcanza la paridad de red (SFCR). Las figuras 31, 32 y 33 nos ilustran las diferentes clases de paneles según su composición.

**Figura 31:** Panel silicio Silicio Mono cristalino.

**Figura 32:** Panel silicio Poli cristalino Amorfo.

**Figura 33:** Panel Amorfo.



Fuente [15]

Fuente [15]

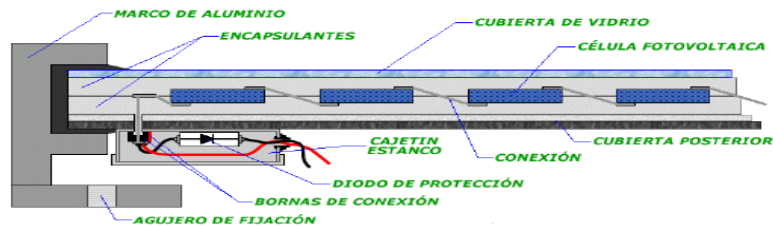


Fuente [15]

**4.5.1 Composición del módulo fotovoltaico** En la fabricación de una célula fotovoltaica, se obtiene inicialmente una barra de silicio sin estructura cristalina amorfa, mediante un proceso electrónico, que también permite eliminar las impurezas. La barra de silicio amorfo es transformada en una estructura mono cristalina, la cual tiene características de aislante eléctrico, al estar formada por una red de uniones atómicas altamente estables. A continuación, con el material ausente totalmente de impurezas (una pequeña impureza lo hace inservible), es cortado en obleas (finas láminas de sólo una décima de milímetro).

Las obleas, son entonces fotograbadas en celdillas con polaridades positiva y negativa; la polaridad positiva se consigue a base de introducir lo que electrónicamente hablando se denominan huecos, es decir, impurezas que están compuestas por átomos, que en su capa de valencia sólo tienen tres electrones (les falta uno para estar estables). Por su parte, en la zona negativa se sigue un proceso similar al de la zona positiva, pero en éste caso las impurezas que se inyectan son átomos que en su capa de valencia tienen cinco electrones, es decir, en la estructura de cristal sobra un electrón (por eso se dice que tiene carga negativa). La Figura 34 ilustra la composición del panel solar.

**Figura 34:** Composición del panel.



Fuente [7].

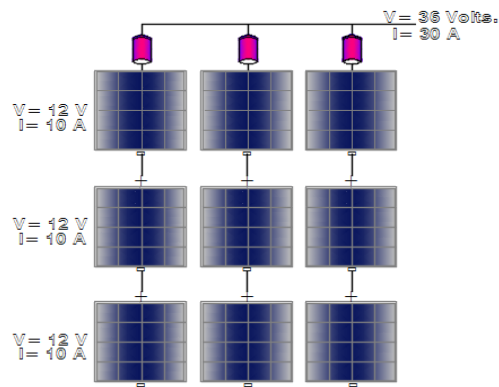
El conjunto de ambos materiales (positivos y negativos) forman un diodo; este dispositivo tiene la característica de dejar pasar la corriente eléctrica en un sentido pero en el otro no, y aunque los diodos son utilizados para rectificar la corriente eléctrica, en éste caso, permitiendo la entrada de luz en la estructura cristalina, permitiremos que se produzca movimiento de electrones dentro del material, por eso éste diodo es denominado «fotodiodo» o «célula fotoeléctrica». Actualmente, cada panel solar es diseñado para generar tensiones en el orden de los 12 a 24V o de 24 a 48V volts, dependiendo del número de células en su composición. Cada célula solar produce corriente y tensiones pequeñas; por tanto, para lograr las tensiones y corrientes deseables es necesario conectarlas en series. Las células del panel actualmente se están haciendo cuadradas o algunas con bordes redondeados. Esto hace que quepan el mayor número de células posibles dentro del marco metálico que garantiza resistencia y solidez mecánica al panel, haciendo que los paneles sean más pequeños, debido a que cada célula solar va muy unida una con otra (conexión serie). El panel también se caracteriza por tener en su parte posterior unas cajas de unión en donde van los contactos, las uniones eléctricas con los otros paneles y diodos de by-pass (que sirven para proteger los paneles en caso de que se invierta la polaridad de algunas de las células en serie causados por sombras en el panel). Además, las cajas sirven para proteger las células contra fenómenos atmosféricos por encontrarse a la intemperie y asegurar bien las respectivas conexiones.

En un grupo de paneles conectados en serie, los diodos de by pass son puestos en paralelo con el panel pero polarizados inversamente (se calculan como el doble de la corriente de cortocircuito en el panel y para que soporten tensiones en circuito abierto del campo

fotovoltaico) por lo tanto; evitan que circulen corrientes a través de él excepto cuando hayan células sombreadas a las cuales se les invierte la polaridad, entonces la corriente fluirá en este caso por el diodo y la del resto de células circulará normalmente. También están los diodos de bloqueo que evitan que la corriente fluya a través de un grupo de paneles conectados en serie o que la corriente gire en sentido contrario cuando la polaridad de varios paneles se invierte por causas de sombreado en ellos.

Trabajar el sistema con tensiones considerables para lograr una paridad con la red implicaría instalar paneles en serie hasta alcanzar el valor requerido. Del mismo modo con la corriente total demandada, habría que instalar grupos de paneles en paralelo. Así entonces, la máxima corriente que produce todo el generador será la corriente de corto circuito de un panel por el número de grupos de paneles en paralelo [6], [8]. La Figura 35 ilustra una conexión de paneles en serie y paralelo.

**Figura 35:** Conexión serie y paralelo de paneles.



Fuente [Realizada por autor].

**4.5.2 Características eléctricas del panel solar** Caracterizar un panel solar requiere de algunas pruebas de corto circuito y tensión a circuito abierto como se establecen en las normas IEC 61829, IEC 60904, IEC 60891. La prueba de corto circuito se hace cortocircuitando los terminales y midiendo con un ampermetro en los bornes del panel y en función de la radiación solar a las cuales están expuestas. La prueba en circuito abierto se hace desconectando toda la

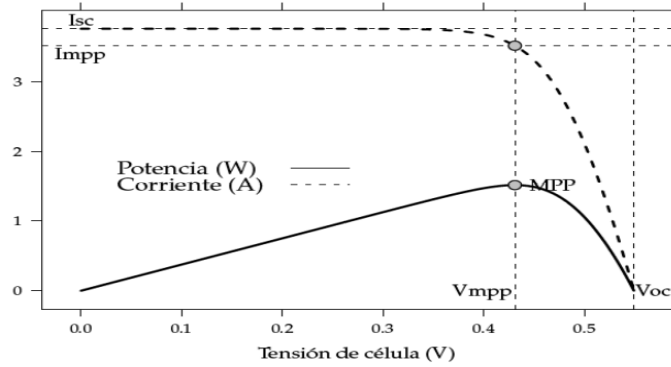
carga y midiendo con un volt metro entre los terminales la tensión dada por el panel, cuyo valor es más grande que la tensión nominal [6].

Existen otros conceptos con los cuales se puede definir el panel como la corriente de máxima potencia, tensión de máxima potencia y potencia máxima. La corriente de máxima potencia es aquel valor de corriente en el panel cuando éste trabaja en el punto de máxima potencia. La tensión de máxima potencia es aquel valor de tensión en el panel cuando este trabaja en el punto de máxima potencia. La máxima potencia es la potencia de pico del panel y corresponde aquel valor de potencia máxima alcanzada por el panel en ciertas condiciones puede llamársele también. Existen otros conceptos con los cuales se puede definir el panel como la corriente de máxima potencia, tensión de máxima potencia y potencia máxima. La corriente de máxima potencia es aquel valor de corriente en el panel cuando éste trabaja en el punto de máxima potencia. La tensión de máxima potencia es aquel valor de tensión en el panel cuando este trabaja en el punto de máxima potencia. La máxima potencia es la potencia de pico del panel y corresponde aquel valor de potencia máxima alcanzada por el panel en ciertas condiciones puede llamársele también potencia nominal del panel. En un panel solar el componente determinante en su funcionamiento como se ha dicho anteriormente es la célula solar. En una célula solar cuando la tensión aplicada es nula se dice entonces que la célula está cortocircuitada y la corriente se debe únicamente a la fotocorriente. El valor de la corriente es casi constante hasta las cercanías del valor de tensión donde el diodo comienza a conducir después de este punto el diodo comienza a conducir hasta que la corriente se hace cero. La corriente del cortocircuito  $I_{sc}$  y la tensión de circuito abierto  $V_{oc}$ , la ecuación de la célula se representan de la siguiente forma [9]:

$$I = I_{sc} \cdot \left[ 1 - \exp\left(\frac{e \cdot (V_{oc} - V)}{m \cdot k \cdot T_c}\right) \right] \quad (1)$$

**4.5.3 Punto de máxima potencia** Es considerado el punto donde la célula entrega la máxima potencia, o punto de potencia nominal de la célula, de sus siglas en inglés (maximum power point). La Figura 36 ilustra el punto de máxima potencia.

**Figura 36:** Punto de máxima potencia en la célula MPP. Curva Potencia-tensión (Continua), Curva Corriente tensión (Punteada).



Fuente [9].

La máxima potencia ocurre en el punto donde  $\frac{dP}{dV} = 0$ , y la potencia nominal es:  $P_{mpp} = I_{mpp} * V_{mpp}$  las unidades son vatios pico (Wp).

$$\frac{d(I \cdot V)}{dV} = V * \frac{dI}{dV} + I * \frac{dV}{dV} \quad (2)$$

$$dP = V * dI + I * dV \quad (3)$$

Antes de este punto,  $\frac{dP}{dV} > 0$ ,  $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$  ahora entre este punto y el Voc  $\frac{dP}{dV} < 0$ , ó  $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$

En el punto de máxima potencia se tiene entonces que:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (4)$$

En una célula el factor de forma tiene la relación:

$$FF = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{I_{sc} * V_{oc}} \quad (5)$$

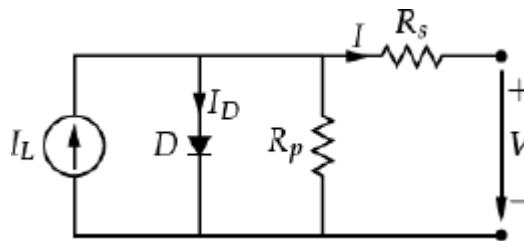
Conociendo los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ , se puede calcular los valores de  $P_{mpp} = FF * I_{sc} * V_{oc}$ . La eficiencia de conversión de la célula puede darse como:

$$F = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{Pl} \quad (6)$$

Donde  $Pl$  = Es la potencia luminosa que incide en la célula. Este valor de eficiencia corresponde al punto donde la célula trabaja en el punto de máxima potencia, para las células de silicio este punto está entre 13% y el 18%. Generalmente las tablas de datos brindan la información de todas éstas medidas en condiciones estándares.

**4.5.4 Circuito equivalente de la célula solar** La Figura 37 muestra el circuito equivalente de una célula solar.

**Figura 37:** Circuito equivalente de la célula.



Fuente [9].

De este circuito se puede decir que existe una corriente generada o foto generada, la corriente de oscuridad puede ser representada como un diodo, la resistencias en serie es producto de los contactos metálicos con el semiconductor, a las capas semiconductoras y a la malla de metalización, la resistencia serie reduce los valores del factor de forma y conociéndose los valores de los parámetros antes citados se puede obtener su valor como:

$$R_s = \frac{V_{oc} - V_{mpp} + m * V_t * \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right)}{I_{mpp}} \quad (7)$$

Las resistencias en paralelo representan las fugas de corriente en los bordes de la célula, los cortocircuitos metálicos y las combinaciones favorecidas en las fronteras de grano de cristal. Esta usualmente toma valores suficientemente altos de tal modo que es poco lo que aporta o la resistencia para que el funcionamiento global sea baja, en la mayoría de veces se desprecia su contribución.

**4.5.5 La temperatura y la radiación en la célula solar** Un panel compuesto por un número de células en serie  $N_{cs}$  y  $N_{cp}$  número de ramas en paralelo se puede decir que la tensión en el panel es  $V_p = N_{cs} * V_c$  y que  $I_p = N_{cp} * I_c$ , es la corriente en el panel. La corriente  $I_m$  corresponde al comportamiento de ésta en el panel.

$$I_m = I_{sc} * \left[1 - \exp\left(\frac{V_m - V_{oc} + I_m * R_s}{V_t}\right)\right] \quad (8)$$

La corriente de corto circuito depende exclusivamente de la irradiancia de forma lineal y se puede expresar como:

$$I_{sc} = G_{ef} \frac{I_{sc}}{G_{st}} \quad (9)$$

La temperatura juega un papel fundamental en el panel, ya que la tensión puede variar aumentando o disminuyendo. Generalmente el fabricante especifica la razón de cambio de la tensión respecto a la temperatura en caso tal que no exista información es muy común trabajar con:

$$\frac{dVoc}{dTc} = - \frac{2.3mV}{^{\circ}C} \quad (10)$$

Las variaciones de tensión con respecto a la temperatura partiendo de una temperatura standard de 25 °C es:

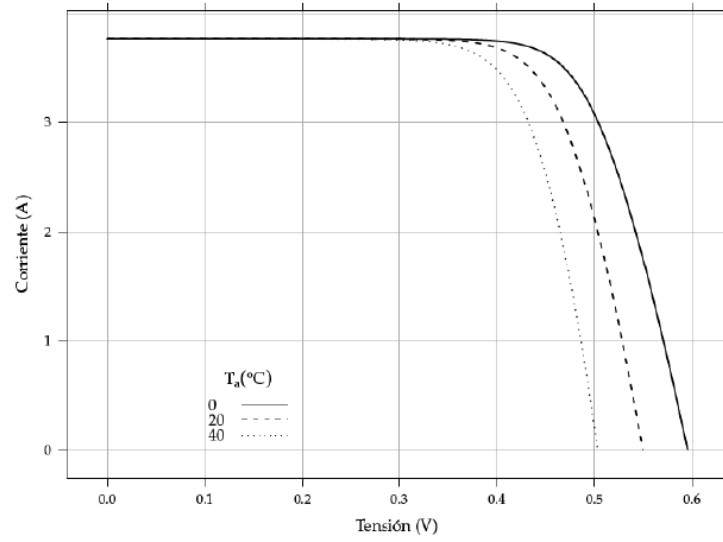
$$Voc(Tc) = Vocn + (Tc - Tcn) * \frac{dVoc}{dTc} \quad (11)$$

La temperatura de operación de la célula depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia incidente, así como lo indica la Ecuación 12.

$$Tc = Ta + Gef * \frac{TONCE - 20}{800} \quad (12)$$

Los valores de TONCE son aproximadamente de 47 °C, para una gran variedad de paneles de silicio cristalino y son tomados en condiciones estándares.

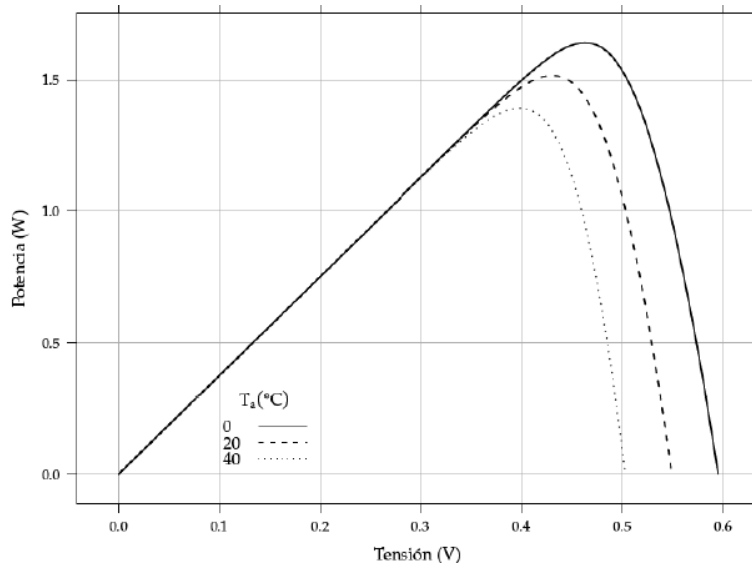
**Figura 38:** Curva I – V a diferentes temperatura.



Fuente [9].

La Figura 38 muestra cómo se comporta la corriente y la tensión en el panel sometidos a diferentes temperaturas de operación con una irradiancia  $G_{st} = 800 \text{ W/m}^2$ .

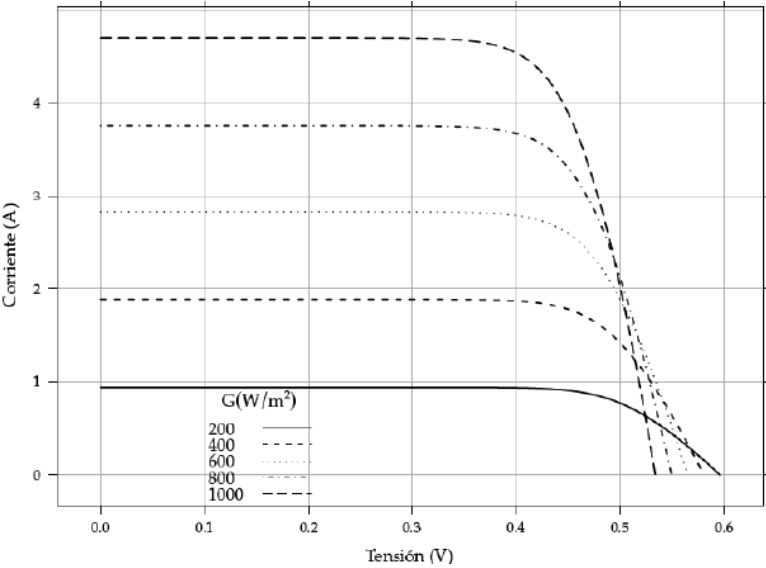
**Figura 39:** Curva P-V a diferente temperatura.



Fuente [9].

Por otra parte, la Figura 39 muestra cómo se comporta la potencia y la tensión en la salida del panel sometidos a diferentes temperaturas de operación con una irradiancia  $G_{st} = 800 \text{ W/m}^2$ .

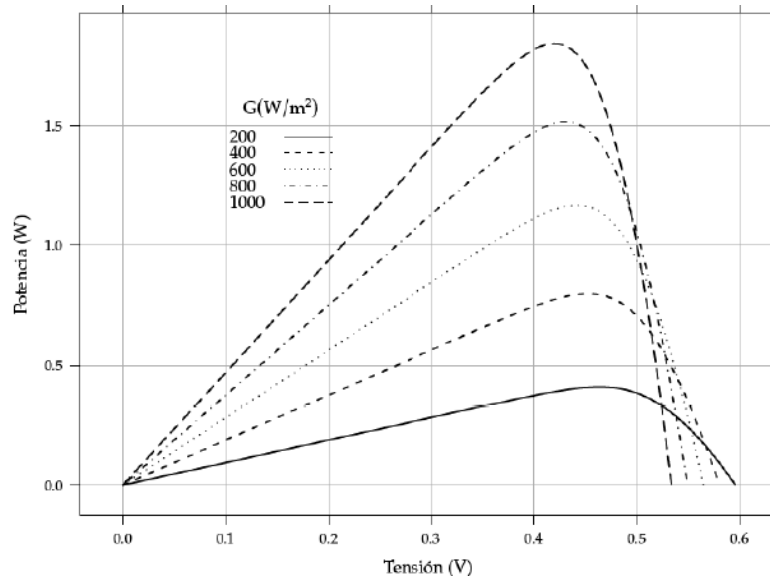
**Figura 40:** Curva I-V a diferente radiaciones.



Fuente [9].

La Figura 40 muestra una serie de curvas I-V a diferentes valores de irradiancia, con una temperatura constante de 20 °C

**Figura 41:** Curva P-V a diferente a radiaciones



Fuente [9]

La Figura 41 muestra una serie de curvas P-V a diferentes valores de irradiación, con una temperatura constante de 20 °C . Teniendo en cuenta todas las ilustraciones anteriores se nos hace fácil comprender el comportamiento de la célula, del panel y de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red (SFCR) en pequeña, mediana y alta potencia. Los SFCR pueden ir sobre suelo, sobre la placa de una edificación o pueden ser de integración arquitectónica (en fachadas) cuando son de fachadas o de integración arquitectónica, debe preverse que en su instalación el número de paneles en serie y filas en paralelo a fin de garantizar la tensión y corrientes óptimas para un adecuado funcionamiento.

**4.5.6 Estructuras y soportes del módulo FV** Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocaran sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación e inclinación).

Se pueden tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de la instalación, como tejados con una

determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde se va a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud [7].

Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas “huertas solares” donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol. Esta estructura de soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes épocas del año. La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados [11].

#### **4.6 SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN LA PARTE DE GENERACIÓN**

El fundamento de un sistema de seguimiento se basa en que la irradiancia incidente sea todo el tiempo perpendicular al movimiento del sol, con esto se busca aprovechar la máxima energía lumínica y que los niveles de producción de energía sean máximos. La diferencia entre un sistema fijo y un sistema variable es que la producción de energía del uno con respecto al otro es menor debido a que la irradiancia incidente no es en todo tiempo perpendicular al panel, lo cual hace que la captura de la radiación no sea la más óptima, además el hecho de que los rayos del sol no incidan perpendicularmente sobre el panel hace que ocurra una reflexión, es decir que una parte de los rayos que inciden sobre el panel son absorbidos y otra parte son reflejados.

Es justificable proponer un sistema de seguimiento siempre y cuando la inversión sea benéfica y rentable para los inversionistas porque se deben tener en cuenta factores como el terreno, el valor de los seguidores y las estructuras donde estos van situados y hacer un análisis comparativo entre la producción de energía con un sistema de seguimiento y sin un sistema de seguimiento. Por otra parte ver si se justifica en vez de un sistema de seguimiento comprar más paneles y dejarlo funcionando como un generador estático. Analizar si el terreno es fijo o

invariable por ejemplo un edificio comercial, a partir de entonces estimar cuantos seguidores caben, cuantos paneles sin seguidores pueden instalarse, cuanto es la máxima potencia que se puede generar en el área del generador, cuanta potencia requiere el sistema de distribución en el punto de conexión por parte del operador de red en fin todas éstas son variables que se pueden analizar a fin de establecer un análisis comparativo teniendo en cuenta todas las variables en juego.

Hoy en día existen varios métodos de seguimiento solar a fin de conseguir los máximos valores de irradiancias sobre el panel, pero antes de mencionarlos cabe introducir un concepto que juega un papel fundamental en los sistemas de seguimiento y la importancia de este parámetro reside en qué condiciones físicas y eléctricas deben cumplirse en todo momento para obtenerlo. Esto introduce el concepto de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (SPMP) o como sus siglas en inglés Maximum Power Point Tracking (MPPT). El seguimiento del punto de máxima potencia se realiza en dos partes. En la parte de generación, se realiza un seguimiento mecánico del sol, para obtener la máxima irradiancia al colocar los paneles fotovoltaicos perpendicularmente al sol. En la parte de conversión, se realiza un MPPT electrónico llevado a cabo por los inversores, que permite entregar la máxima potencia en todo momento bajo cualquier condición de carga. Existen varios métodos de seguimiento solar en un SFCR que a continuación son descritos.

**4.6.1 Seguimiento punto máxima potencia de generación** El eje de rotación es horizontal respecto al suelo. La Figura 42 muestra la configuración de este tipo de seguidor.

**Figura 42:** Generador con seguidor horizontal.



Fuente [11].

**4.6.2 Seguimiento vertical en un eje** El eje de rotación es vertical respecto al suelo. Este tipo de seguidores rotan de Este a Oeste a lo largo del día. La Figura 43 muestra este tipo de seguidor.

**Figura 43:** Generador con seguidor vertical.



Fuente [11].

**4.6.3 Seguimiento en un eje inclinado** Todos los seguidores cuyos ejes de rotación estén entre el horizontal y el vertical son considerados seguidores de eje inclinado. Los ángulos de inclinación reducen el perfil de viento y disminuye la altura respecto a tierra. Esta rotación usualmente está alineada con el eje de rotación de la tierra. La Figura 44 muestra la configuración de este tipo de seguidor.

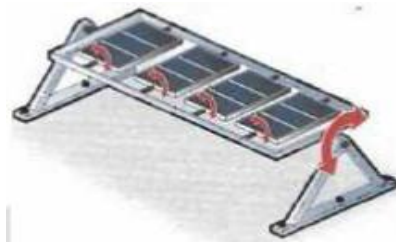
**Figura 44:** Generador con seguidor a un eje inclinado.



Fuente [11].

**4.6.4 Seguimiento en doble eje. Horizontal e inclinado** En este tipo de seguidores el eje principal es el horizontal al suelo. Mientras que el eje secundario es el de inclinación (ver Figura 45).

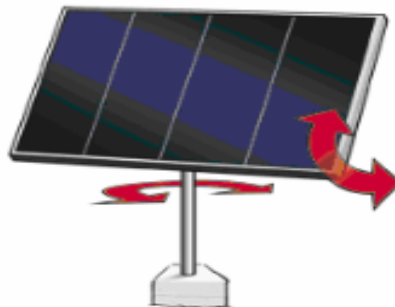
**Figura 45:** Generador con seguidor a dos ejes.



Fuente [11].

**4.6.5 Seguimiento en dos ejes. Azimut y elevación** El seguimiento se realiza tanto en el eje vertical, proporcionando el seguimiento azimut, como el en horizontal, ejecutando el seguimiento de inclinación. Este sistema es el más empleado en instalaciones de gran volumen ya que ofrecen una mayor precisión (ver Figura 46).

**Figura 46:** Generador con seguidor en dos ejes Azimutal y elevación.



Fuente [11].

## 4.7 EL INVERSOR

El inversor, es el equipo que realiza la conversión de tensión y corriente continua en alterna. Este equipo debe cumplir con ciertos requisitos como: tensión eficaz, frecuencia, distorsión

armónica de las ondas de tensión y corrientes, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc. Su selección debe ir en concordancia con lo propuesta en las normas IEC 62109 y UL 1741. Es el componente del SFCR que le da estabilidad al sistema y sincroniza con la red, para que funcione en óptimas condiciones en cualesquiera que sean las condiciones climáticas, dándole también al sistema eficiencia y rendimiento.

**4.7.1 Características de un inversor** Las características que se deben considerar en un inversor son las siguientes:

- Potencia nominal y máxima: Es aquella, a la cual puede trabajar el equipo con un porcentaje de sobrecarga en un período de tiempo determinado.
- Ventana de búsqueda del punto de máxima potencia (PMP): Es el rango de tensiones en que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda al generador para que este trabaje en el punto de máxima potencia. Es fundamental que el generador opere en este rango de tensiones impuesto por el inversor mediante algún método de búsqueda, si sucede lo contrario con bastante frecuencia, ocasiona pérdidas energéticas considerables en el generador, aunque el inversor no sufra ningún daño.
- Tensión máxima de entrada: Es la máxima tensión a la que el inversor puede trabajar sin sufrir algún daño, es de mayor valor que lo valores de tensión de la ventana del punto de máxima potencia.
- Tensión nominal de salida: Es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor, generalmente 230 Vac en equipos monofásicos y 400 Vac en equipos trifásicos.
- Eficiencia máxima: Es el máximo valor entre la potencia de salida y la potencia de entrada, usualmente en los inversores de calidad cuando trabajan en un amplio rango de valores, el valor de la eficiencia permanece estable y alcanza valores cercanos a la máxima.
- Umbral de Arranque: Hace referencia a la radiación incidente o la potencia de entrada necesaria en el generador, para que el inversor inicie el proceso de conversión.

**4.7.2 Principio de funcionamiento** El inversor tiene varias etapas en el proceso de transformar DC/AC, y se componen de la siguiente forma:

- El filtro de entrada: Atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada.

- El convertidor DC/DC: que adecúa la tensión de salida del generador (eleva o reduce), a la tensión del puente conmutador para que realice también funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- El puente inversor: hace el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- Filtro de salida: elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- Transformador: adecúa el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte AC.
- Control: Hace la función de supervisar la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor, da las pautas correspondientes para localizar y seguir el punto de máxima potencia del generador y obtener una señal sinusoidal con bajo contenido de armónicos en la salida del inversor.

El inversor, cuando se trata de sistemas con conexión a red, llevan un algoritmo incorporado para la búsqueda del punto de máxima potencia. El sistema de control actúa sobre la tensión DC en la entrada del inversor, así el sistema de control del convertidor impone al generador un valor de tensión de trabajo.

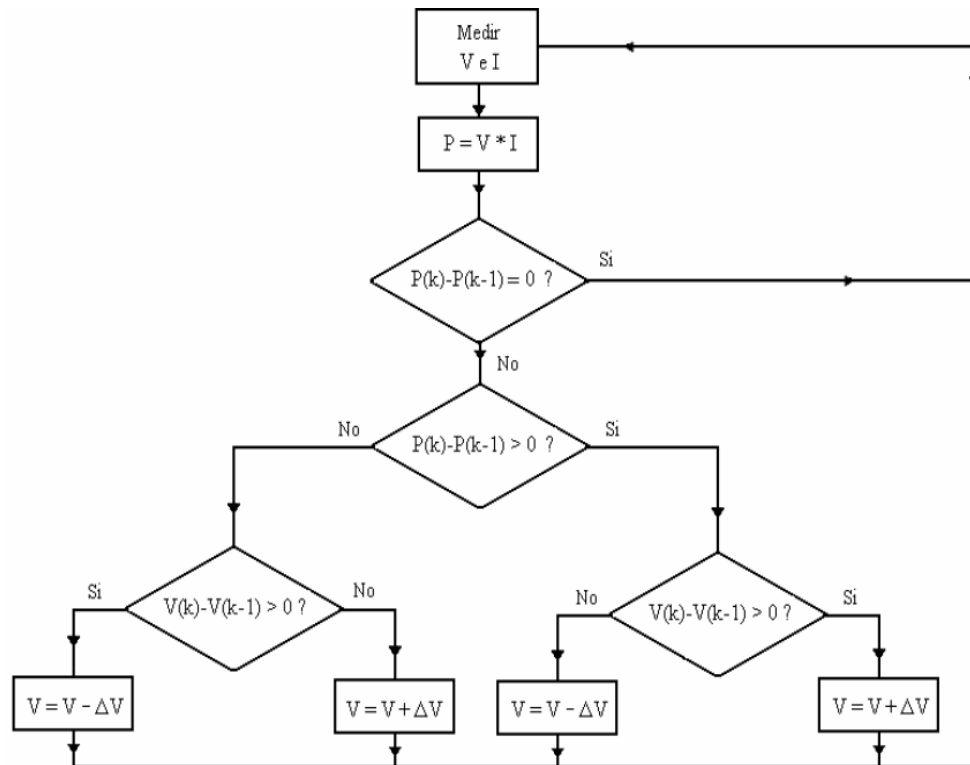
El proceso de conmutación del convertidor elevador y el puente inversor produce en la entrada un rizado que debe ser filtrado. Para reducir este rizado, los inversores incorporan unos capacitores en su entrada que sirven para filtrar la señal de tensión (reduce las variaciones de tensión en la entrada del inversor). Por esto se asume que la entrada del puente conmutación se comporta como una fuente de tensión.

Para obtener un buen funcionamiento del inversor se utiliza una buena combinación de control de corriente y algunos elementos inductivos en la salida. Esto se hace con el fin que la corriente de salida guarde cierta fase con la tensión de red, y que su amplitud esté acorde con la corriente de entrada del inversor (determinada por el algoritmo de búsqueda del PMP).

**4.7.3 Seguimiento del punto de máxima potencia en la parte de control (Inversor)** El seguimiento que hace el inversor para alcanzar el punto de máxima potencia se resume brevemente en dos métodos como los siguientes:

**4.7.3.1 Algoritmo perturbar y observar** El algoritmo P&O de seguimiento de potencia consiste en variar la tensión del panel, a la vez que monitoriza la potencia resultante. Si la potencia medida en la muestra actual es mayor que la potencia medida en la muestra anterior, se realiza una variación de la tensión (aumento-disminución); si la potencia medida es menor que la de la muestra anterior, la variación de potencia es opuesta (disminución aumento). Las muestras de la tensión del panel fotovoltaico permiten colocar un punto denominado punto de operación. Una vez alcanzado el MPP El algoritmo hará que el punto de operación gire en torno a él [11]. La Figura 47 muestra este algoritmo de búsqueda.

**Figura 47:** Algoritmo de búsqueda P&O.

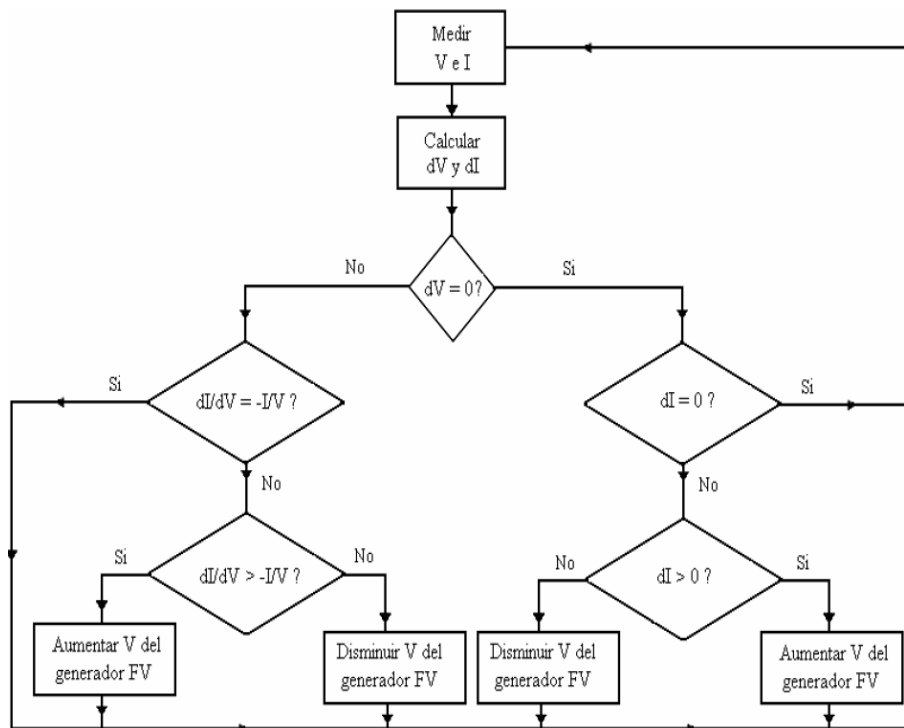


Fuente [11].

**4.7.3.2 Algoritmo de conductancia Incremental** En este algoritmo, una vez que se alcanza el MPP, el seguidor continúa trabajando en ese punto hasta que se produce un cambio en el valor

de la corriente. Este cambio es dependiente de la variación en la radiación sobre el generador fotovoltaico. En el momento en que se incrementa la radiación, por tanto, el valor de corriente, el MPP se desplaza hacia la derecha respecto a la tensión de operación del generador. Para compensar este efecto, el seguidor MPPT debe aumentar la tensión. En caso de que disminuya la radiación, el sistema operará a la inversa. La ventaja de este algoritmo respecto al de P&O es que puede calcular en cada momento la dirección en que debe modificarse el punto de trabajo del generador fotovoltaico para aproximarlo al MPP. El diagrama de flujo de la Figura 48, facilita la comprensión del funcionamiento del algoritmo de conductancia incremental [11].

**Figura 48:** Diagrama de flujo del algoritmo de Conductancia Incremental.



Fuente [11].

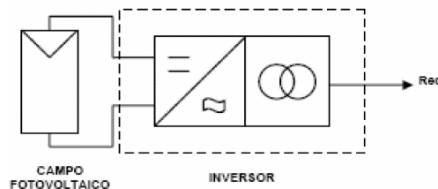
**4.7.4 Transformador de salida en el inversor** Los inversores también suelen incorporar un transformador, desempeña varias funciones y distintas aplicaciones: El transformador ajusta el nivel de tensión de salida del puente conmutador con la tensión de red.

El transformador tiene una componente inductiva que funciona como filtro de salida y sirve como acoplamiento entre la red eléctrica y la salida del inversor.

El transformador se encarga del aislamiento galvánico, entre la salida del inversor (DC) y la salida (AC). Así se evita el paso de corriente continua desde el inversor hacia la red, en caso tal de que existan defectos a tierra. A continuación se describen las clases de aislamiento más comunes en los sistemas SFCR.

**4.7.4.1 Aislamiento galvánico en baja frecuencia** La Figura 49 muestra el tipo de aislamiento en baja frecuencia la cual incluye un transformador de aislamiento.

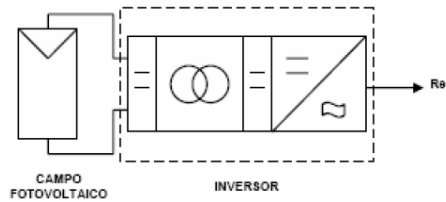
**Figura 49:** Aislamiento en baja frecuencia.



Fuente [11].

**4.7.4.2 Aislamiento galvánico en alta frecuencia** Esta opción realiza tres pasos de conversión, en primer lugar, prepara la señal para pasar por un transformador de alta frecuencia, éste entrega la señal a un rectificador; ésta señal rectificada requiere una nueva inversión (cada medio ciclo), para convertirse en sinusoidal. Por los varios pasos en el proceso de inversión el rendimiento disminuye y el control puede ser mucho más complejo. Aunque por tener un transformador de alta frecuencia el equipo es más pequeño. La Figura 50 muestra el esquema de este tipo de aislamiento.

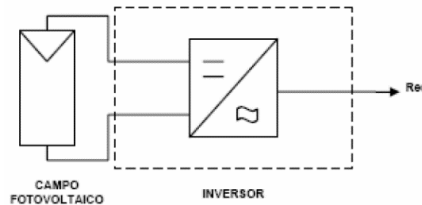
**Figura 50:** Aislamiento en alta frecuencia.



Fuente [11].

**4.7.4.3 Sin aislamiento galvánico** La Figura 51 muestra un inversor sin aislamiento galvánico sin aislamiento.

**Figura 51:** Sin aislamiento galvánico.



Fuente [11].

De los tres inversores anteriormente mencionados, se sugiere trabajar con transformadores de baja frecuencia para eliminar las componentes de continua en la red y que su control y eficiencia sea mejor en comparación a los inversores que contengan aislamiento en alta frecuencia.

**4.7.5 Rendimiento del inversor** La eficiencia del inversor es preponderante en el rendimiento de todo el sistema. El inversor entrega una potencia AC a la red, con base en la potencia DC que el inversor recibe del generador. El rendimiento del inversor se puede expresar así:

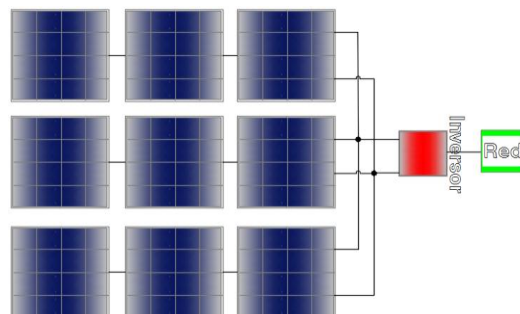
$$\eta = \frac{P_o}{P_o + K_0^0 + K_1^0 \cdot P_o + K_2^0 \cdot P_o^2} \quad (13)$$

Donde  $P_0 = \frac{P_{ac}}{P_{inv}}$ , y  $k_0, k_1$  y  $k_2$ , usualmente el inversor en su ficha técnica tiene estos valores. La eficiencia del inversor depende de la tensión de entrada y esto se obtiene con el número de paneles en serie, se puede trabajar en la zona alta, media o baja del inversor. En primera instancia, este valor lo establece la ventana del inversor, Si los paneles en serie no cumplen con el espacio designado entonces se configuran paneles a lo largo y ancho de modo que quepan en el terreno asignado. Ahora bien si los paneles en serie se reducen entonces la tensión de entrada también por lo que el inversor trabajaría entonces en la zona media o baja de la ventana. Para lograr una buena eficiencia se selecciona el inversor con una relación entre 1,1% y 1,2% por debajo de la potencia del generador, si son de integración arquitectónica entre 1,2% y 13%.

**4.7.6 Tipos de inversores** A continuación, se describirán los tipos de inversores más utilizados en los sistemas SFCR.

**4.7.6.1 Inversores centrales** Son aquellos sistemas fotovoltaicos que disponen de un único inversor, o aquellos que controlan gran cantidad de bloques de paneles, usualmente son de gran tamaño, trifásicos y de grandes potencias. La Figura 52 presenta el esquema de conexión de estos inversores.

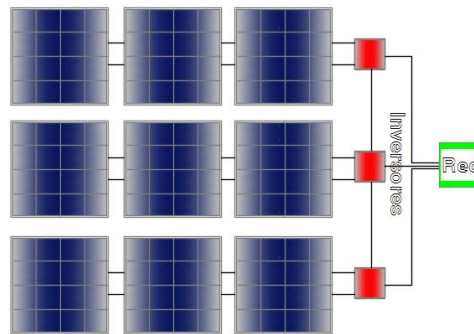
**Figura 52:** FV con inversor central.



Son aquellos sistemas fotovoltaicos que disponen de un único inversor, o aquellos que controlan gran cantidad de bloques de paneles, usualmente son de gran tamaño, trifásicos y de grandes potencias. La Figura 52 presenta el esquema de conexión de estos inversores.

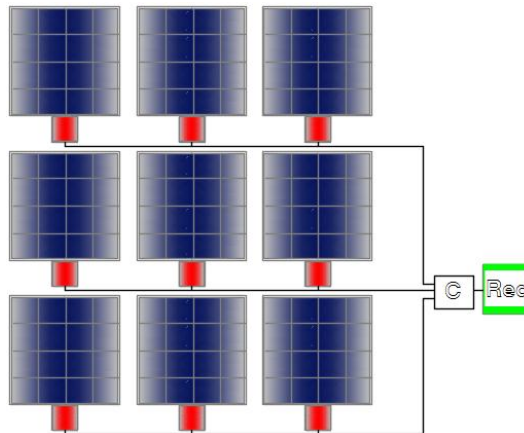
**4.7.6.2 Inversores modulares** Estos inversores usualmente son monofásicos y controlan potencias entre 1kW y 5 kW. La Figura 53 muestra el esquema de conexión de este tipo de inversores.

**Figura 53:** FV con inversores modulares.



**4.7.6.3 Inversores en paneles o micro inversores** Estos pequeños inversores ubicados en Paneles, se caracterizan por controlar la potencia de cada panel en el sistema de generación fotovoltaico. Cuando se trabaja con micro inversores el sistema tiende a mejorar la eficiencia en el proceso de conversión pues cada conversión de DC/AC es individual, además da estabilidad al sistema, aumenta la confiabilidad, reduce las pérdidas en los cables por efecto joule (DC), y la operación de los paneles es independiente, significa que si algún panel sufre una avería o deja de funcionar no se interrumpe el funcionamiento total del sistema o en su efecto la fila de paneles. Cada panel tiene con este inversor una conexión en paralelo como se muestra en la Figura 54.

**Figura 54:** FV con micro inversores.



#### **4.8 CABLES**

Los conductores utilizados en los sistemas SFCR cumplirán las siguientes características:

- ✓ No propagación de la llama.
- ✓ No propagación del incendio.
- ✓ Libre de halógenos.
- ✓ Reducida emisión de gases tóxicos.
- ✓ Baja emisión de humos opacos.
- ✓ Nula emisión de gases corrosivos.

Estarán además debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen, sobre todo los cables subterráneos y requerirán protección contra los rayos ultravioleta los que se instalen a la intemperie. Los conductores tendrán la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que puedan estar sometidos. La sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter una excesiva doblez a los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios para tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV, y deberán cumplir los requisitos especificados por la NTC 2050 y el RETIE. La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas.

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en del módulo. Al cable de alterna se le aplica el mismo criterio, respecto de la intensidad nominal de salida del inversor [17], [7]. Para instalaciones generadoras de baja tensión, indica que la caída de tensión entre el sistema de generación y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, según lo indicado por IDAE es del 1.5 % en la parte de continua y 1,5 % en la parte de alterna. En cuanto a la temperatura, como margen de seguridad se considera que el cable de cobre puede alcanzar los 90 °C, siendo para esta temperatura su resistividad de 44 Ohm-m.

**4.8.1 Cableado de corriente continua** El cableado de continua se extenderá, una parte sobre el tejado a la intemperie y fijado al muro y otra parte en el interior de tubo empotrado en pared aislante y llegará hasta el inversor situado dentro de la zona de control. Por estar expuesto en intemperie se tiene en cuenta que debe estar protegido contra los rayos ultravioleta y que puede alcanzar altas temperaturas y embebido en tubería metálica galvanizada en donde sea posible. El cable es en polietileno reticulado (XLPE) a 90 °C.

**4.8.2 Cableado de corriente alterna** El trazado de la línea de alterna se realizará lo más corto y rectilíneo posible. Este cable va contenido en tubo superficie, hasta llegar a la parte trasera del módulo de contador.

**4.8.3 Cableado de corriente alterna** La puesta a tierra de la instalación limita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, delimitando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos utilizados. Todas las carcasas metálicas de los equipos deben ir unidas a una conexión equipotencial a tierra como medida de protección ante contactos indirectos. La línea del sistema de puesta a tierra se instalará en paralelo a los conductores activos de corriente continua y a los de corriente alterna.

El tipo y la profundidad de enterramiento de los electrodos del sistema de puesta a tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, o efectos climáticos, no aumenten la resistencia del sistema por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m. Los cables del sistema de puesta a tierra del sistema de generación deben ir interconectados con el sistema de puesta a tierra total del sistema o del edificio, logrando equipotencializar la instalación. Cumpliendo así con las normas y las respectivas tensiones de paso y de contacto establecidas en el RETIE y la NTC 4552.

La tierra deben ser tal que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión, de forma que comprometa las características del diseño de la instalación, la malla a tierra deberá cumplir con lo establecido por el estándar IEEE-80 2000 y el electrodo debe estar por encima 15 cm de la superficie.

#### **4.9 PROTECCIONES EN EL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO EN LA RED**

Las protecciones en el sistema solar fotovoltaico se llevan a cabo en dos bloques. La primera parte de las protecciones están ubicadas en lado de continua es decir antes del inversor y la segunda parte de las protecciones se encuentra ubicada en la parte de alterna, siendo explícito aguas abajo del inversor.

**4.9.1 Fusibles de protección en el lado de continua** Según la norma internacional IEC 60364, actualmente la configuración más utilizada y que ofrece mayor seguridad es la de generador flotante [T-T], que consiste en la conexión directa de un punto de alimentación a tierra, en el cual las masas están conectadas directamente a tierra, independiente de la conexión de alimentación. Esta configuración es la más usada, la carcasa es la parte del sistema FV que está conectada al sistema de puesta a tierra. La resistencia a tierra suele presentar valores del orden de los Mega Ohmios y su valor depende de la calidad de los aislantes empleados, envejecimiento de estos aislantes, calidad en la ejecución de la instalación, condiciones climáticas, en especial de la humedad, tamaño del generador, etc. [17],[7].

El contacto indirecto es función del nivel de tensión de las masas metálicas en dicha instalación, por consiguiente, trae un defecto de aislamiento entre las partes activas de la

instalación y estas. La situación más desfavorable se da en uniones sin resistencia de las partes activas del generador con las masas. El inversor incorpora internamente un vigilante de aislamiento de la parte de corriente continua que actúa en caso de detectar una derivación a tierra. Esto unido al conexionado del generador en conexión flotante con las masas a tierra protege ante contactos indirectos.

**4.9.2 Fusibles de protección en el lado de continua** Se instalan fusibles en la caja de conexión DC del generador, que se ubica en la azotea y al lado del generador fotovoltaico para proteger el cableado de corriente continua hasta el inversor. Los fusibles son de 16A /1000 VDC y se instalan en las dos polaridades del SFV.

**4.9.3 Interruptores de protección en el lado de continua** En la parte de corriente continua se tiene un interruptor general de continua en un cuadro de superficie instalada al lado del inversor (Tablero General DC) en el que además se integran los protectores de sobretensión de corriente continua. Se utiliza para poder realizar cortes en carga de la línea con toda seguridad y sin tener que manipular ningún conductor activo. Además, es obligatoria la instalación de un interruptor principal en continua entre generador e inversor, de acuerdo al estándar internacional IEC 60364-7-712. Dicho interruptor debe ser dimensionado para soportar la tensión generada en las condiciones de operación más desfavorables. Para seleccionar el interruptor magneto térmico y proteger cada bloque de paneles.

En la parte de corriente continua se tiene un interruptor general de continua en un cuadro de superficie instalada al lado del inversor (Tablero General DC) en el que además se integran los protectores de sobretensión de corriente continua. Se utiliza para poder realizar cortes en carga de la línea con toda seguridad y sin tener que manipular ningún conductor activo. Además, es obligatoria la instalación de un interruptor principal en continua entre generador e inversor, de acuerdo al estándar internacional IEC 60364-7-712. Dicho interruptor debe ser dimensionado para soportar la tensión generada en las condiciones de operación más desfavorables. Para seleccionar el interruptor magneto térmico y proteger cada bloque de paneles.

**4.9.4 Protección de sobretensiones de corriente continua** En la protección contra sobretensiones en tablero General DC, los descargadores que se utilizan son los diseñados para hacer frente a formas de onda 8/20  $\mu$ s, limitando las tensiones residuales a valores compatibles con las tensiones soportadas por los equipos de la instalación. Como corriente nominal de descarga se debe seleccionar un valor no menor de 10 kA en instalaciones sin protección externa (como en este caso) y no menos de 20 kA en instalaciones con protección externa.

**4.9.5 Protección de sobretensiones de corriente alterna** Las protecciones en la red de alterna, aguas arriba de la conexión del inversor, se protegen teniendo en cuenta dos aspectos fundamentales: proteger la instalación interna como equipos y personas, y por otro lado proteger la red externa de distribución a la que se conectan, para impedir que ocurran daños y averías en dicha red y no disminuir sus condiciones de seguridad en caso de que haya falla.

Respecto a la protección interna de la red de baja tensión de corriente alterna (sobretensiones; sobrecargas y/o sobre intensidades; contactos directos e indirectos), funciona similar que el de cualquier instalación, aplicando las normas definidas para protecciones como las del IEC 61173.

La protección externa de la interconexión, cuyo objeto evitar el funcionamiento en isla del sistema de generación y evitar que el sistema de generación alimente defectos producidos en la red distribución, defectos externos. Incluye los relés de máxima y mínima tensión y frecuencia, ya que estas perturbaciones ocasionan daños al interruptor automático de la interconexión que sería el encargado de desconectar el circuito. Es conveniente que el interruptor tenga un sistema de renganche automático para evitar que el sistema de generación deje de funcionar y siempre esté en operación.

Todas estas funciones antes mencionadas las tiene el inversor, así como el sistema de aislamiento. Es de vital importancia que el inversor esté certificado.

Las protecciones en la red de alterna, aguas arriba de la conexión del inversor, se protegen teniendo en cuenta dos aspectos fundamentales: proteger la instalación interna como equipos y personas, y por otro lado proteger la red externa de distribución a la que se conectan, para impedir que ocurran daños y averías en dicha red y no disminuir sus condiciones de seguridad en caso de que haya falla.

Respecto a la protección interna de la red de baja tensión de corriente alterna (sobretensiones; sobrecargas y/o sobre intensidades; contactos directos e indirectos), funciona similar que el de cualquier instalación, aplicando las normas definidas para protecciones como las del IEC 61173.

La protección externa de la interconexión, cuyo objeto evitar el funcionamiento en isla del sistema de generación y evitar que el sistema de generación alimente defectos producidos en la red distribución, defectos externos. Incluye los relés de máxima y mínima tensión y frecuencia, ya que estas perturbaciones ocasionan daños al interruptor automático de la interconexión que sería el encargado de desconectar el circuito. Es conveniente que el interruptor tenga un sistema de renganche automático para evitar que el sistema de generación deje de funcionar y siempre esté en operación.

Todas estas funciones antes mencionadas las tiene el inversor, así como el sistema de aislamiento. Es de vital importancia que el inversor esté certificado.

**4.9.6 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna.** Para evitar sobre corrientes que puedan causar averías en el circuito y proteger a las personas ante cualquier fallo de aislamiento y contactos directos o indirectos hay que instalar elementos de protección. Se instalarán en el cuadro de salida de alterna y será una protección magneto térmica y otra diferencial. Con respecto al interruptor automático se empleará uno bipolar de 10 A, siendo lo usual escoger una curva C de disparo magnético.

Se instalará un diferencial de sensibilidad 30 mA, para evitar paradas de la instalación por disparos, también se recomienda un interruptor diferencial de alta inmunidad o un interruptor diferencial con reconexión automática.

**4.9.7 Interruptor general de interconexión** Tiene que ser de accionamiento manual y ser accesible al operador de red, será un interruptor magnetotérmico. Este interruptor protege frente a sobrecargas y sobre intensidades y permite separar con toda seguridad la instalación fotovoltaica de la red de distribución para trabajos de reparación y/o mantenimiento por parte de la distribuidora. Además, se exige, por parte del operador de red, que este dispositivo en su posición de abierto pueda ser bloqueado. El poder de corte del dispositivo debe ser mayor a la

corriente de cortocircuito máxima que esté presente en la instalación, dato que tiene que ser facilitado por la compañía distribuidora. Puede estar en el orden de algunos kA.

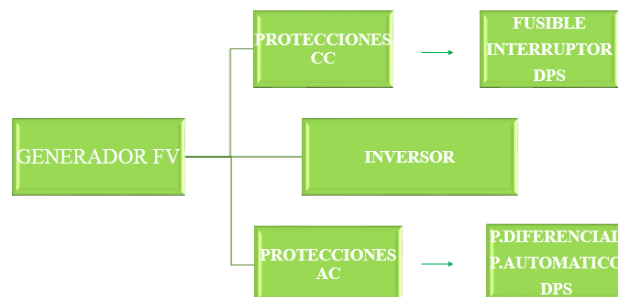
También debe ser capaz de soportar la máxima corriente que circule por él en condiciones nominales. Este interruptor automático hace la labor de interruptor frontera y es de acceso reservado a la compañía, siempre menor a la corriente máxima admisible por el cable.

**4.9.8 Fusible** El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución se establecerá en una Caja General de Protección (existente) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con las normas de la empresa distribuidora. Dicha caja debe ir equipada con fusibles de protección cuya intensidad nominal se escogerá siguiendo la misma regla del interruptor general.

**4.9.9 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna** Se utilizarán descargadores para protección frente a sobretensiones procedentes de la red eléctrica. Para el esquema de distribución TT, esquema usualmente utilizado, los descargadores de protección se deben instalar entre las fases y el neutro y además entre el neutro y el conductor de protección (conductor que conecta con el sistema de puesta a tierra de la instalación).

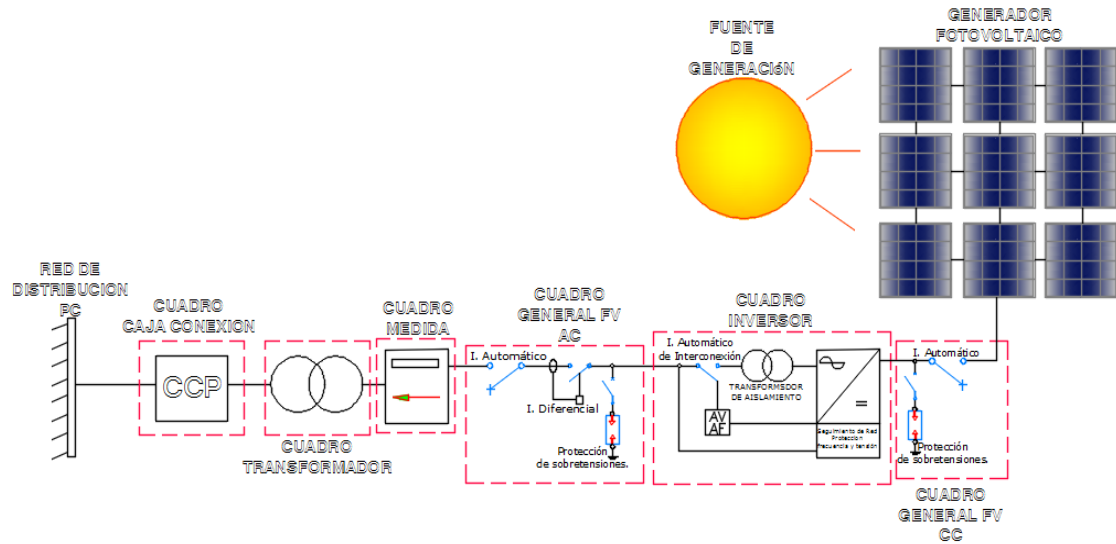
La Figura 55 ilustra en bloques un resumen de cada una de las respectivas protecciones a implementar en cada una de las etapas del SFCR, tanto en continua como en alterna.

**Figura 55:** Bloque de protecciones.



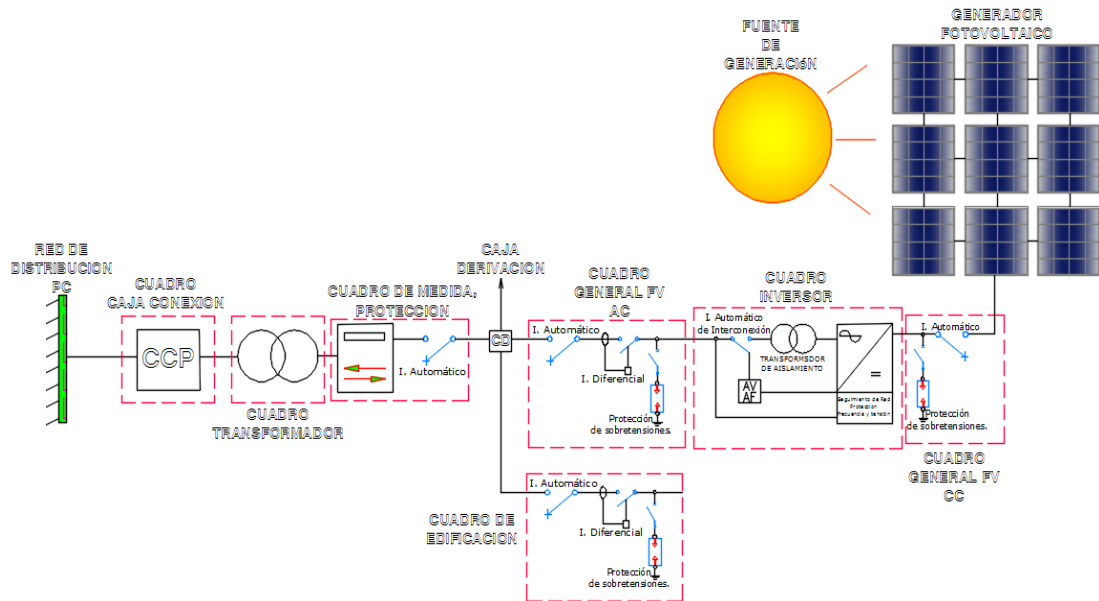
La Figura 56 nos expone en detalle cada uno de los componentes de un SFCR con sus respectivas protecciones.

**Figura 56:** Bloques de componentes y sus protecciones de un generador fotovoltaico.



El SFCR se puede representar también como un sistema de autoconsumo con sus respectivas protecciones, para lograr esto hay que coordinar las protecciones en todos los bloques que lo componen y poner un medidor de energía bidireccional en caso de que la energía producida no alcance abastecer el edificio o para su respectivo consumo en horas nocturnas. Este, se conecta a una caja de derivación con conexión en paralelo después del bloque de protección general del panel FV. Sus respectivas protecciones se calculan de acuerdo a la carga a demandar por el edificio comercial. La Figura 57 nos expone en detalle cada uno de los componentes de un SFCR con sus respectivas protecciones para un sistema con autoconsumo.

**Figura 57:** Bloque de componentes, protecciones generador fotovoltaico con conexión a red y en autoconsumo.

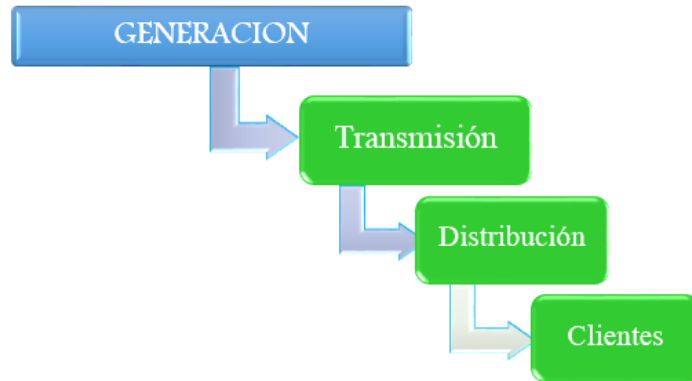


#### 4.10 IMPACTOS TÉCNICOS DE LA GENERACIÓN FV EN LA RED DISTRIBUCIÓN

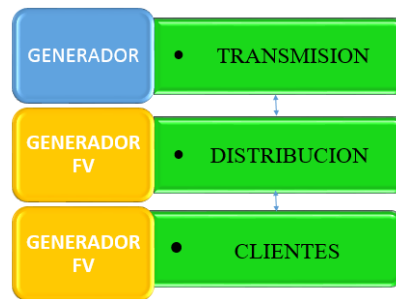
A continuación, se describirán los impactos técnicos que pueden ocasionar SFCR, cuando se instala a un sistema de distribución de energía eléctrica.

- Disminución de las pérdidas en las redes: la ubicación de generadores cerca a los usuarios finales permite reducir la cantidad de pérdidas de energía eléctrica causadas por la circulación de corriente en la red de distribución. La Figura 58 muestra el diagrama característico de un sistema interconectado conocido como SIN en el caso colombiano. La introducción de la generación con sistema fotovoltaicos mostrada en la Figura 59 cambia la topología de distribución de energía eléctrica, permitiendo que el sistema de generación este ubicado próximo a las cargas eléctricas, lo cual disminuye las pérdidas de potencia por transmisión de la energía eléctrica.

**Figura 58:** Topología del sistema de generación, transmisión y Distribución.



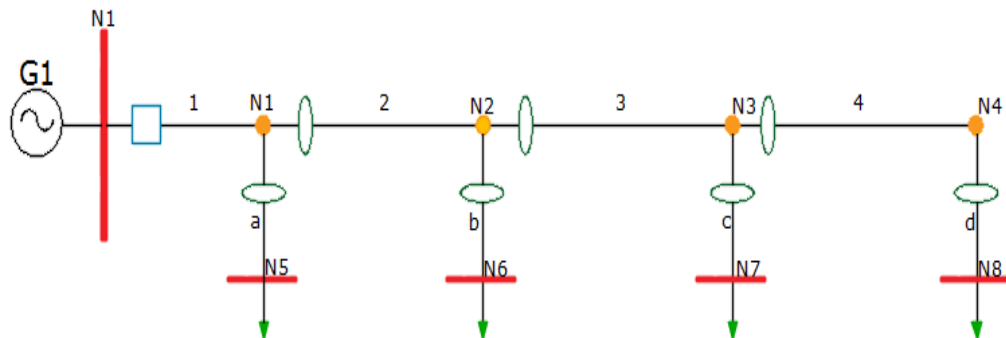
**Figura 59:** Nueva topología a nivel de distribución y clientes.



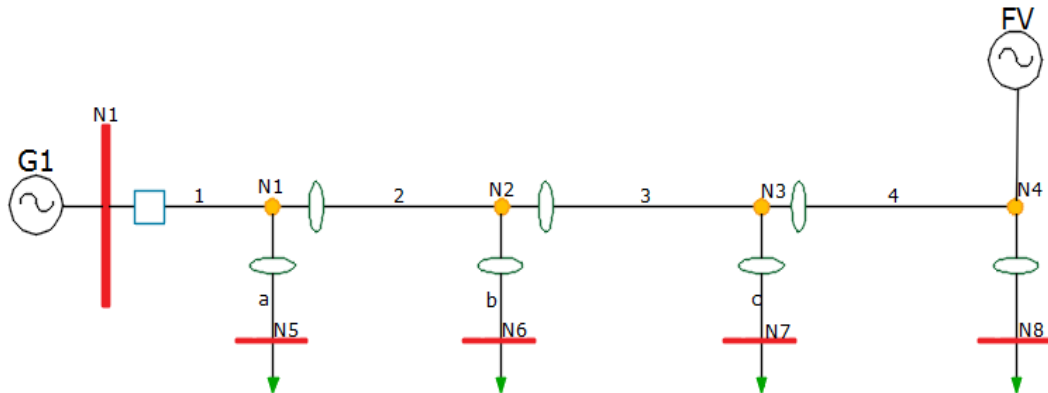
- Reducción del riesgo de seguridad en la red: hace la red menos vulnerable a fallas, atentados etc.
- Se da un soporte de tensión a la red: En algunos casos provee la alternativa de control de tensión y reactivos VAR; ya que la generación a pequeña escala en el sistema de distribución puede dar soporte de voltaje a través de la inyección de reactivos.
- Permite el control por parte del consumidor; dado que el usuario final tiene la posibilidad de controlar su fuente de energía y evita la dependencia del sistema centralizado.
- Mejora la confiabilidad y la calidad de potencia (sistema de distribución), permitiendo al OR reducir los costos asociados a ENS y mejorar la calidad a los usuarios finales.

- Mejora la confiabilidad y calidad de potencia (propietario de la GD) al permitir a los usuarios con cargas sensibles evitar salidas y mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica.
- Se disponen de servicios auxiliares que brindan la posibilidad de contar con servicios como: reserva rodante, “black start”o arranque autógeno; de forma más genérica se aplica a los sistemas que pueden comenzar sin ayuda exterior de la red, etc.
- Algunos sistemas radiales presentan un comportamiento típico (no universal), los usuarios conectados al sistema en puntos alejados de la subestación de suministro presentan las mayores indisponibilidades. Es más probable que el sistema siempre falle en la mitad o en cerca del alimentador, así como es menos probable que los usuarios conectados cerca del alimentador presenten menos indisponibilidad.
- Al conectar sistema de generación fotovoltaica, cuando se trata de puntos lejanos en la red de distribución, la confiabilidad aumenta sobre todo en los consumidores cercanos al sistema de generación fotovoltaico y la energía no suministrada (ENS) puede disminuir en cierto porcentaje. Las Figuras 60 y 61 muestran las características de los dos sistemas de distribución de energía eléctrica.

**Figura 60:** Red de distribución radial sin conexión FV.



**Figura 61:** Red de distribución radial con FV conectado a red.



Con base en la Figura 60, si fallase la red con toda seguridad los clientes en el Nodo 8 quedarían sin servicio, por tanto, mientras que ocurre el tiempo de reparación del componente afectado en cualquiera de los tramos desde el alimentador hasta el Nodo 8. Habrá siempre una energía no servida a los clientes conectados en el Nodo 8. Para cada tramo sucede igual y mientras haya más cercanía al alimentador el sistema será más confiable para los clientes. Ahora si se conecta un sistema de generación FV en el Nodo 8 como se muestra en la Figura 61, este garantiza más confiabilidad a los clientes conectados en este nodo y reduce los valores totales de energía no servida en la red y muy posiblemente los valores del SAIDI de sus siglas en inglés ‘System Average Interruption Duration Index’. Por consiguiente, entre más sistemas de generación FV se conecten a la red de distribución y siempre y cuando el sistema permita la conexión de estos generadores, seguramente aumentará la confiabilidad y la calidad del servicio. También se puede considerar que si falla el Tramo 3 y la oferta del generador es amplia podría también cubrir los clientes o parte de éstos conectados al Nodo 7.

**4.10.1 Requisitos técnicos para la operación** Conocer el punto de acceso, que es el punto donde se va suministrar la energía que se produce en SFCR, en este punto se inyecta la energía

a la red de distribución, pero antes de operar debe cumplirse con los requisitos técnicos y económicos para la operación del sistema de generación FV. Aquí en este espacio se mencionan los aspectos técnicos más relevantes antes de la puesta en operación de un generador FV. También es de suma relevancia considerar los aspecto que la norma IEEE-1547 indica todo acerca de conexiones de sistemas fotovoltaicos con la red de distribución.

**4.10.2 Trámites ante la compañía operadora de red aprobación del proyecto** Es necesario realizar una serie de trámites ante la compañía operadora de red para que autorice la conexión del sistema de generación FV. Estos son:

Es necesario realizar una serie de trámites ante la compañía operadora de red para que autorice la conexión del sistema de generación FV. Estos son:

1. Esquema unifilar definitivo
2. Hoja de cálculos y descripción del proyecto
3. Titular
4. Información definitiva con especificaciones y certificaciones sobre.
5. Módulos de inversores
6. Interruptor general de corte.
7. Interruptor diferencial
8. Interruptor de telemedida
9. Contadores
10. Transformador si se requiere en media tensión.

Para la aprobación del punto de red es necesario que la instalación soporte cambios bruscos en la tensión como son los huecos de tensión y las sobretensiones.

**4.10.3 Verificaciones en el punto de conexión para aprobación** Un aspecto importante que se debe analizar en el punto de conexión del sistema de generación FV es la calidad de la potencia. Con relación a este tópico se deben establecer el impacto de los posibles huecos de tensión que se pueden presentar, así como la distorsión de la señal de tensión, sobretensiones y demás perturbaciones que se pueden generar en un sistema eléctrico.

Un aspecto importante que se debe analizar en el punto de conexión del sistema de generación FV es la calidad de la potencia. Con relación a este tópico se deben establecer el impacto de los posibles huecos de tensión que se pueden presentar, así como la distorsión de la señal de tensión, sobretensiones y demás perturbaciones que se pueden generar en un sistema eléctrico.

**4.10.4 Algunas medidas de seguridad para la puesta en marcha de un SFCR** Los sistemas de generación fotovoltaicos, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia del SFCR, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente. Todas las anteriores pruebas antes mencionadas son extraídas de los ítems de la referencia.

Los sistemas de generación fotovoltaicos, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia del SFCR, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente. Todas las anteriores pruebas antes mencionadas son extraídas de los ítems de la referencia [20].

## 5. EFECTOS DEL SOMBREADO EN UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

El efecto más destacado que se produce en un sistema de generación fotovoltaica por causa de las sombras en los paneles está en la producción de energía, pues los niveles de producción disminuyen y sus pérdidas oscilan entre un 2% y 30%, debido a que no tienen la configuración adecuada, presentándose puntos calientes especialmente en paneles sin diodos de bypass.

Para alcanzar un buen rendimiento considerando las sombras debe tenerse en cuenta de una buena ubicación en el terreno y una óptima configuración, de modo que ayude a minimizar el impacto causado por efectos de las sombras. Sobre un sistema de generación de energía eléctrica fotovoltaico pueden incidir sombras por objetos como: edificaciones aledañas, árboles, nubes e incluso sombras causadas por el mismo sistema de generación como la de paneles sobre otros paneles.

### 5.1 EFECTOS DE SOMBRAS MUTUAS

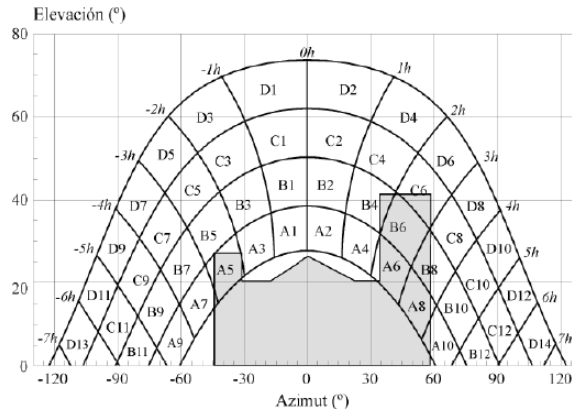
Las pérdidas por sombras se cuantifican mediante un factor  $FS$ , definido como la relación entre el área del sistema de generación afectado por sombras y el área total del mismo (Un factor de sombras nulo indica ausencia de sombras, pero un factor de sombra unidad indica que todo el sistema de generación está sombreado).

Para calcular la influencia de las sombras causadas por edificios u objetos, se levanta un diagrama del perfil de obstáculos que afecta la superficie donde estarán instalados los paneles FV. Algunas consideraciones a tener en cuenta son las siguientes:

- Realizar el diagrama de perfil que se levanta con un teodolito teniendo como referencia un punto de coordenadas en la zona del sistema SFCR.
- Seleccionar el diagrama de trayectorias del sol en todo el año que se aproxime a las coordenadas del lugar en inclinación y orientación.
- Superponer el diagrama de perfil de obstáculos en el de la trayectoria del sol.
- Multiplicar el porcentaje de sombra que ocupa el perfil de obstáculos en cada casilla en la gráfica de trayectoria del sol, por su correspondiente valor.

Como ejemplo se puede ilustrar un sistema SFCR, con un ángulo de inclinación de 30 °C y orientados 10 °C grados al sudeste ubicado en Madrid como el que se muestra en la Figura 58.

**Figura 62:** Diagrama de trayectoria del sol y diagrama perfil obstáculos.



Fuente [9]

$$FS = 0,2 \cdot B4 + 0,6 \cdot A5 + 0,8 \cdot A6 + B6 + 0,3 \cdot C6 + A8 + 0,4 \cdot B8 + 0,2 \cdot A10$$

$$FS = 0,2 \cdot 1,89 + 0,6 \cdot 1,84 + 0,8 \cdot 1,79 + 1,51 + 0,3 \cdot 1,65 + 0,98 + 0,4 \cdot 0,99 + 0,2 \cdot 0,11 = 6,3$$

Para el sombreado externo la Figura 58 extraída del código técnico de edificaciones HE5, según normatividad española, sirve de referencia o guía si se tratara de hacer unos cálculos en la zona ecuatorial. Para este caso se obvian estos cálculos, principalmente por evitar suposiciones de la cantidad o número de edificaciones que puedan estar cerca de la instalación. De lo contrario se debe levantar un diagrama de trayectorias del sol para coordenadas cercanas a ésta latitud.

## 5.2 EFECTOS DEL SOMBREADO POR SOMBRAS MUTUAS

El factor de sombra en paneles FV estáticos y con seguimiento puede tener valores anuales entre el 2% y el 4% anual en algunos casos especiales puede ser más alto. El nivel de ocupación del SFCR en el terreno o superficie determina el valor del factor de sombra, significa que hay unos espacios mínimos entre paneles para que existan un  $FS$  tal que el rendimiento sea óptimo.

La relación entre área del SFCR con respecto al área de ocupación del terreno se le llama GCR (Ground Coverage Ratio)  $< 1$  de sus siglas en inglés el valor inverso es el ROT (Radio de operación del terreno)  $> 1$ . El espaciamiento adecuado para un sistema estático se calcula teniendo en cuenta factores como el solsticio de invierno para respetar como mínimo 4 horas de sol sin sombra alrededor del mediodía. La longitud que alcanza la sombra se mide así:

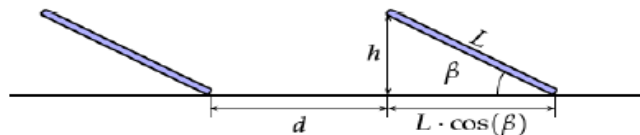
$$d = \frac{h}{\tan \gamma} \quad (14)$$

Siendo  $\gamma = 90 - 23,45 - \text{ABS}(\phi) \approx 67 - \text{ABS}(\phi)$ . La distancia mínima es la mostrada en la Figura 63 y se obtiene mediante las expresiones:

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(67 - \text{abs}(\phi))} \quad (15)$$

$$ROT = \frac{AT}{AG} = \frac{d + L \cdot \cos(\beta)}{L} \quad (16)$$

Estas ecuaciones indican la distancia apropiada para generar el mínimo de sombras mutuas en un generador ver Figura 63.



**Figura 63:** Distancia entre paneles.

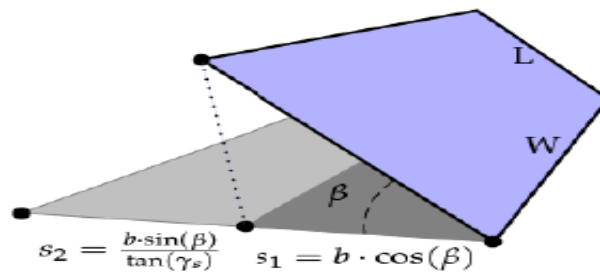
Fuente [9]

En los países localizados en el hemisferio norte con altas latitudes, los generadores tienen un ROT aproximado de 2,22 en cambio en los países localizados en la zona ecuatorial o trópico este valor aproximado es de 1,8. En los sistemas con seguimiento, generalmente a doble eje se caracterizan porque parte de la radiación es obstaculizada por los seguidores. Al tiempo de diseñar sistemas con seguidor es fundamental hacer una distribución en el terreno tal que no afecte el rendimiento y la productividad del SFCR, Una vez definido el ángulo de inclinación y orientación hay que considerar que:

$$ROT = \frac{Lns.Leo}{L.W} \quad (17)$$

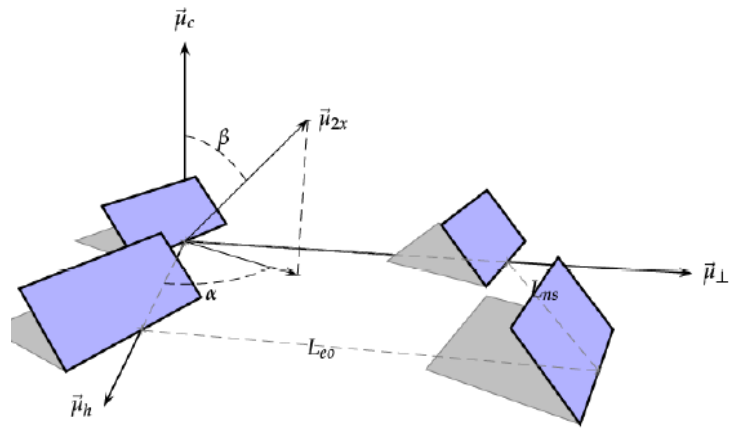
Las Figuras 64 y 65 Ilustran las distancias máximas, que puede alcanzar la sombra del panel, originadas por su inclinación y orientación para un sistema estático.

**Figura 64:** Plano Inclinado.



Fuente [9].

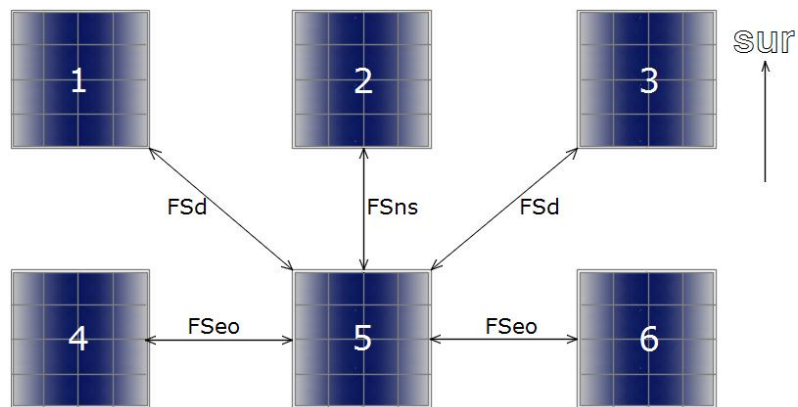
**Figura 65:** Distancias este-oeste y norte sur entre paneles con seguidor doble



Fuente [9].

Las distancias de un sistema con seguidor a doble eje se ilustran en la Figura 66 con un modelado de 6 paneles FV, para garantizar las mínimas distancias tal que el efecto de sombreado se mínimo.

**Figura 66:** Posibles Factores de sombras en un conjunto de seis seguidores.



Para realizar un cálculo del factor de sombra en sistemas con seguidor a doble eje se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$leo = \frac{Leo}{W} , \frac{Lns}{W} \quad (18)$$

$$S = S1 + S2 \quad (19)$$

$$S1 = b \cdot \cos(\beta) \quad (20)$$

$$S2 = b \cdot \sin(\beta) / \tan(\gamma_s) \quad (21)$$

$$FSeo = ((1 - leo \cdot \cos(\Psi_s)) \cdot (s - leo \cdot \sin(\Psi_s))) / s \quad (22)$$

$$FSns = ((s - lns \cdot \cos(\Psi_s)) \cdot ((1 - lns \cdot \sin(\Psi_s)))) / s \quad (23)$$

$$FSd = \frac{[s - (leo \cdot \sin(\Psi_s) + lns \cdot \cos(\Psi_s))] \cdot [1 - (leo \cdot \cos(\Psi_s) - lns \cdot \sin(\Psi_s))]}{s} \quad (24)$$

Del sistema mostrado en la Figura 62 se observa que el seguidor 1 recibe sombra e-o del 2 por la tarde, mientras que el 3 recibe del 2 por la mañana; el 2 recibe sombra e-o del 1 por la mañana y del 3 por la tarde de Igual modo para la fila 2, si se refiere a las sombras diagonales

el seguidor 6 es sombreado por el 2 en horas de la tarde, el 5 por el 1 en horas de la mañana y por el 3 en horas de la tarde y el 4 recibe sombra del 2 por la mañana. De igual modo se puede hacer con el factor n-s. Para alcanzar factores de sombras óptimos del 2% existen unos valores de ROT entre 5 y 6, a partir de estos valores el rendimiento permanece invariable, aunque haya aumento en las distancias horizontales y verticales para tratar de lograr unos mejores resultados. Los efectos de sombreados se pueden apreciar en horas de la mañana y en horas de la tarde percibiendo un valor de radiación entre un 30% y 40% de la radiación efectiva incidente sobre cada uno de los módulos.

Para el análisis en zonas cercanas al trópico es lo mismo, existen sombras mutuas y las sombras externas. El efecto de las sombras mutuas es aquel que ejercen los paneles o seguidores sobre sus otros paneles que hacen parte del SFCR, y las sombras externas son aquellas que ejercen objetos externos como árboles o edificaciones sobre el SFCR. Cuando la tierra se inclina sobre su eje lo hace lo largo del año en  $-23,46$  y  $+ 23,46$ ; por consiguiente, del mismo modo lo hace en Bucaramanga, así que en los países donde el solsticio de invierno es bastante pronunciado con altas latitudes habrán aproximadamente 4 horas de sol, Para un lugar como Bucaramanga que está cerca del ecuador las horas solares son entre 6 y 7 horas. Al aplicar las ecuaciones (15) y (16) la distancia mínima de separación es: 0,11 m con respecto al panel siguiente S-N, La máxima longitud sur-norte de sombra que va alcanzar un panel a ésta latitud es  $1,48 + 0,11 = 1,59$  m, considerando las Figuras 64 y 66 el panel 5 debe estar ubicado a 0,11 del panel 2. De no conservar dicha distancia se pueden presentar pérdidas por sombreado en algunas de las células del siguiente panel, esto puede originar puntos calientes causando pérdidas. De la ecuación 1.22 las distancias están en función del ángulo azimutal  $\Psi_s$  por tanto, para el ángulo 0 la distancia de separación es nula, por consiguiente para un sistema estático lo ideal sería ubicar los paneles juntos, seguidos unos de otro como se muestra en la Figura 67.

**Figura 67:** Separación entre módulos Este – Oeste de un sistema FV.



Fuente [22].

### **5.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Cuando se habla acerca de un sistema de generación de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos, la energía eléctrica generada tiene un fin, cuyo objetivo es ser llevada desde el punto de generación hasta un punto para su utilización. En un sistema eléctrico puede ser para inyectarla a un sistema de transmisión de energía eléctrica, una red de distribución o para su respectivo consumo. El proceso de transportar la energía eléctrica hasta el punto de utilización tiene unas pérdidas de potencia que influyen en el rendimiento del sistema. En el caso de un sistema solar fotovoltaico conectado a red (SFCR) como el mostrado en las Figuras 56 y 57 se le pueden asociar pérdidas como las que tratarán en el siguiente numeral.

Para el sombreado externo, la Figura 62 extraída del código técnico de edificaciones HE5, según normatividad española, sirve de referencia o guía si se tratara de hacer unos cálculos en la zona ecuatorial. Para este caso se obvian estos cálculos, principalmente por evitar suposiciones de la cantidad o número de edificaciones que puedan estar cerca de la instalación. De lo contrario se debe levantar un diagrama de trayectorias del sol para coordenadas cercanas a esta latitud.

#### **5.3.1 Pérdidas de potencia por la no generación de los paneles FV a la potencia nominal**

El hecho de que los paneles no estén generando a la potencia nominal, es causante de que existan pérdidas de potencia; esto se ve reflejado en el potencial de generación ya que el

rendimiento del sistema no es el adecuado y la energía eléctrica que se entrega a la red o para consumo no son los esperados como deberían serlo para condiciones nominales.

El hecho de que los paneles no estén generando a la potencia nominal, es causante de que existan pérdidas de potencia; esto se ve reflejado en el potencial de generación ya que el rendimiento del sistema no es el adecuado y la energía eléctrica que se entrega a la red o para consumo no son los esperados como deberían serlo para condiciones nominales.

**5.3.2 Pérdidas de potencia por conexionado** Esto ocurre cuando se conectan módulos en serie o paralelo. En la conexión serie, se limita la corriente si alguno de esos módulos tiene una potencia nominal algo inferior al resto, ya que la corriente que genera será inferior a los demás. En paralelo, sucede algo semejante, pero con los valores de tensión. En cualquier caso, estas pérdidas pueden reducirse con la utilización de los diodos de bajopás.

**5.3.3 Pérdidas de potencia por polvo y suciedad** El polvo y la suciedad sobre la superficie de los paneles FV son causantes de que la radiación efectiva incidente disminuya provocando disminución en la corriente y por tanto en la producción de energía.

**5.3.4 Pérdidas de potencias angulares y espectrales** Las pérdidas angulares se producen debido a que la radiación incide en el plano con un ángulo diferente a  $0^\circ$  originando también una reflexión la cual es causante de pérdidas. Referente a las pérdidas espectrales éstas son causadas por longitudes de ondas con un rango diferente a la luz, lo que hace que se generen corrientes distorsionadas.

**5.3.5 Pérdidas de potencia por caídas óhmicas en el cableado** Las pérdidas de potencia producidas por la caída de tensión debido a la circulación de corriente por un conductor, produce efectos de calentamiento en los cables o ‘efecto joule’ se sugiere hacer un correcto

dimensionado en los cables con adecuadas áreas de sección y así evitar que haya caídas de tensión que afecten también la regulación de tensión del sistema.

**5.3.6 Pérdidas de potencia por temperatura** A radiación constante, se producen algunas pérdidas por el aumento de la temperatura de funcionamiento del panel FV, esto hace que la tensión en el panel disminuya y en consecuencia la potencia generada, significa que la potencia base de generación está sujeta a cambios si cambian las condiciones ambientales donde se encuentra instalado el SFCR. Factores radiación solar, lluvias y viento, cambian la temperatura de funcionamiento del panel FV y esto incide en la potencia generada por el mismo.

**5.3.7 Pérdidas de potencia por rendimiento del inversor** Estas pérdidas deben considerarse porque son las involucradas en todo el proceso de conversión de la energía eléctrica de corriente continua en corriente alterna, por esto es conveniente seleccionar inversores con alto grado de eficiencia se sugiere un valor adecuado entre un 96% y 98%.

**5.3.8 Pérdidas de potencia por seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico** El no conseguir el punto de máxima potencia hace que aumenten las pérdidas por reflexión, sombreado, pérdidas por no cumplimiento de potencia nominal, disminución en la generación de energía eléctrica, si la radiación no incide perpendicularmente, la corriente generada se afecta y todo esto es causante de considerable disminución en el rendimiento y la productividad del sistema.

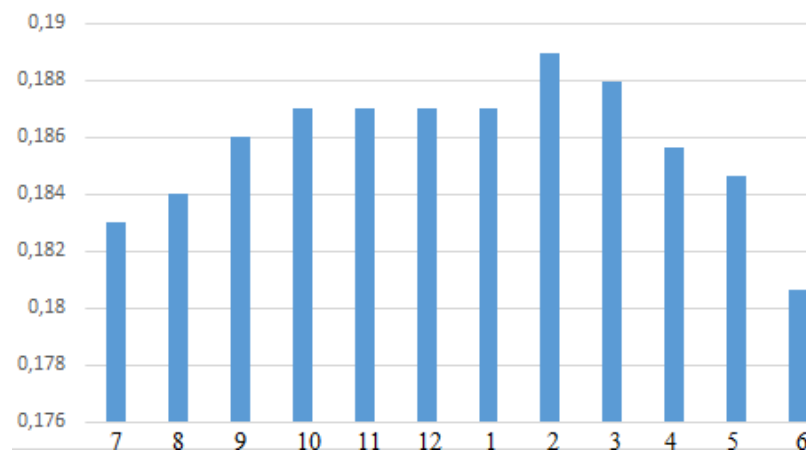
**5.3.9 Pérdidas de potencia por sombreado** Estas pérdidas fueron explicadas con anterioridad y en detalle. La Tabla 5 muestra el valor de las pérdidas en paneles en un SFCR como consecuencia del sombreado de los paneles fotovoltaicos.

**Tabla 5:** Valores de pérdidas en el panel FV.

Parámetro	Valor Estimado, media anual	Valor Estimado, día despejado	
$L_{cab}$	0,02	0,02	-
$G(1/^\circ\text{C})$	-	0,0035	-
$TONC(^\circ\text{C})$	-	45	-
$L_{tem}$	0,08	-	
$L_{pol}$	0,03	-	-
$L_{dis}$	0,02	0,02	-
$L_{ref}$	0,03	0,01	-

Los valores de las pérdidas por temperatura en un día del mes de octubre, para un sistema instalado en la ciudad de Bucaramanga fueron tomados de [1] y se muestran en la Figura 68.

**Figura 68:** Valor de las pérdidas por incremento de temperatura en el día kW.



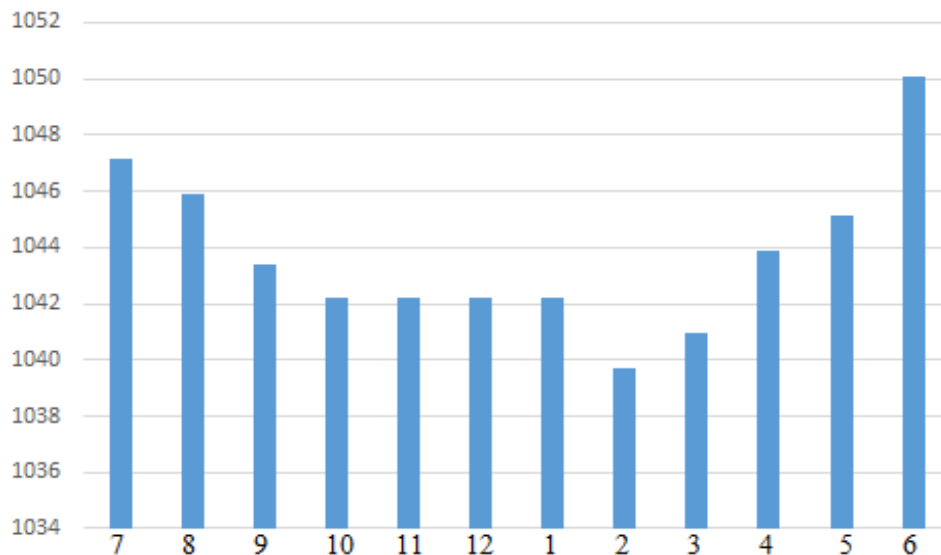
La ecuación 25 indica la producción de energía para un SFCR donde  $P_0 \cdot R_{to}$  fueron descritas con anterioridad.

$$P_{cc,fov} = \frac{P_0 \cdot R_{to} \cdot [1 - \mathcal{G} \cdot (T_c - 25)]G}{1000} \quad (25)$$

$$R_{to} = (1 - L_{POL})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (26)$$

Siendo  $\mathcal{G} \cdot (T_c - 25)$  = La expresión que corresponde al valor de pérdidas de potencia por temperatura durante del día, y  $1 - \mathcal{G} \cdot (T_c - 25)$  = La expresión corresponde al valor del rendimiento en el panel FV para la producción de energía diaria. Si se tiene en cuenta el valor de la radiación en el mes de octubre para un valor constante, los valores de generación de energía se muestran en la Figura 69.

**Figura 69:** La curva de producción de energía en el día kW-h/día.



Durante el día, el valor de las pérdidas en el panel aumenta a medida que aumenta la temperatura presentándose valores máximos de pérdidas a las 14 horas. Cuando la temperatura alcanza los valores mínimos en horas de la mañana y al final de tarde, la producción de energía en el panel FV alcanza los niveles más altos asumiendo una radiación solar ( $G$ ) constante durante el día, aunque la radiación durante el día es variable en horas de 6 es menor que en las 11 a 15 horas donde se presentan los picos más altos de radiación.

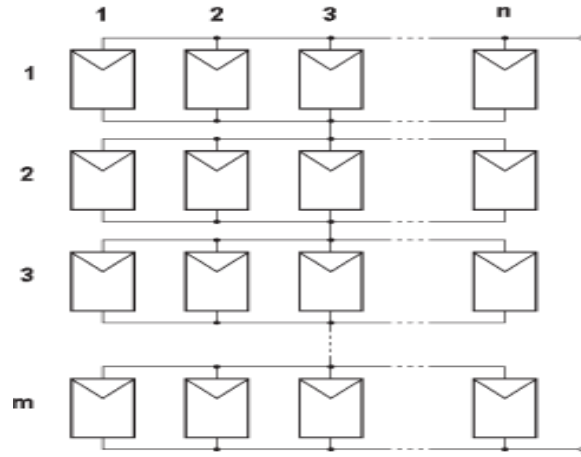
Asumiendo que los valores de  $G$  cambien durante el día, los máximos niveles de producción se tendrán en las horas donde  $G$  alcance los valores máximos. Aun cuando la temperatura alcance valores máximos. La producción durante el día es mayor cuando el valor de la componente  $G$  alcanza máximos valores, por tanto, es posible alcanzar máximos niveles de producción durante el día en el panel FV aun cuando las pérdidas por temperatura sean máximas.

#### **5.4 RECONFIGURACIÓN DE PANELES EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO**

La reconfiguración de un sistema fotovoltaico se hace con el fin de mejorar la productividad o en su efecto mejorar la eficiencia cuando ésta disminuye por efectos del sombreado de algunos paneles. Uno de los métodos más conocidos es la reconfiguración de la matriz eléctrica, en el cual una matriz de paneles disponible es insertada entre el campo fotovoltaico y la central del inversor por medio de interruptores de conmutación controlables. Estos interruptores son los que permiten la reconexión de los paneles disponibles. Como resultado, el sistema PV presenta una auto capacidad de adaptación en tiempo real a las condiciones de funcionamiento externas del sistema de generación PV y mejora la producción de energía en sistema.

El método consiste en conectar una o varias filas de paneles al sistema fotovoltaico, conservando la misma tensión. Significa que habrá un cambio en la corriente y por tanto la potencia aumenta. En este caso se tiene una configuración matricial de paneles de 50 x 24. La configuración matricial de paneles ‘disponibles’, para conectar al campo fotovoltaico existente es de 1 x 24 o en grupos  $m \times 24$ , Con la opción de conectar cualquiera de los 24 paneles al SFCR a través de los interruptores. Para un sistema general se ilustra en la Figura 16.

**Figura70:** Filas de panales con un tamaño n de columnas.



Fuente [16].

El número máximo posible de combinaciones que generan cambios en la potencia de salida del SFCR está dado por:

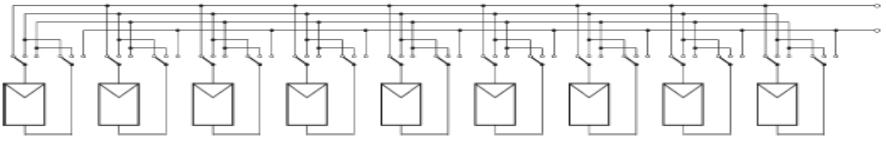
$$N_{ci} = \frac{(m.n)!}{m!.(n!)^m} \quad (27)$$

Los interruptores automáticos deben ser monopolares, este requisito se puede logrado mediante la ecuación:

$$N_{int} = 2.m.n \quad (28)$$

La configuración de los SFCR es de suma importancia cuando se trata de ganar confiabilidad y estabilidad en la producción de energía y calidad el servicio. Para información más detallada acerca de este tópico se sugiere consultar [16].

**Figura 71:** Esquema conexión de paneles en un SFCR.



Fuente [16].

## **6. CÁLCULO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DIARIA Y MENSUAL PROYECTADA PARA EL SISTEMA SFCR EN LA CIUDAD DE BUCARAMANGA**

Para estimar la energía eléctrica en un sistema fotovoltaico es necesario estimar el potencial solar y a partir de esto estimar los potenciales de generación, de consumo y de entrega a la red. La estimación de los valores de irradiancia puede hacerse tomando medidas en el lugar de la instalación, pero tal muestra en primera instancia tiene que ser representativa y posteriormente cumplir con ciertos requisitos como pruebas de aleatoriedad y dispersión de datos.

Otra alternativa que es la más utilizada con frecuencia por los diseñadores de sistemas de eléctrica solar consiste en tomar los valores de algunas bases de datos confiables, que incorporen el efecto de la nubosidad y la nieve. La estimación de los potenciales se basa en la obtención de datos promedios mensuales de radiación, a partir de esto se elabora una tabla del potencial solar del lugar para cada mes en un plano horizontal, en un plano óptimo inclinado y en un plano con inclinación y orientación.

Este capítulo trata acerca de estimar los potenciales de generación, de consumo y entrega a la red, teniendo en cuenta factores como la temperatura, la radiación global horizontal y en el plano inclinado; Se consideran además aspectos como el polvo, la suciedad sobre los módulos, pérdidas por reflectancia, pérdidas en los cables y por último las pérdidas en el transformador que afectan el rendimiento en la producción de energía en el campo FV y en el SFCR en general.

Se incluyen gráficos, como las variaciones de corrientes y tensiones ocasionados por las variaciones y cambios climatológicos considerando factores ambientales extremos, así como la variación en la producción del campo solar para cada mes a lo largo del año con valores en un día del mes y valores mensuales; Se calcula la producción acumulada durante el año y el valor en pesos con un hipotético precio de venta a la red externa para cuando hayan consumos diferidos o en el caso de que hayan excedentes y puedan ser entregados a la red.

Si se tienen los valores de radiación directa, difusa y del albedo se calcula el valor total de la radiación con la siguiente ecuación.

$$G_{ef} = D_{ef} + R_{ef} + B_{ef} * (1 - FS_{xx}) \quad (29)$$

Por consiguiente, si se tienen los valores de radiación global total sobre un plano horizontal, se toman estos datos como referencia, y a partir de esto se obtienen los valores de radiación en un plano inclinado y con orientación. El ángulo de inclinación óptimo para un plano en la ciudad de Bucaramanga debe cumplir con la siguiente ecuación:

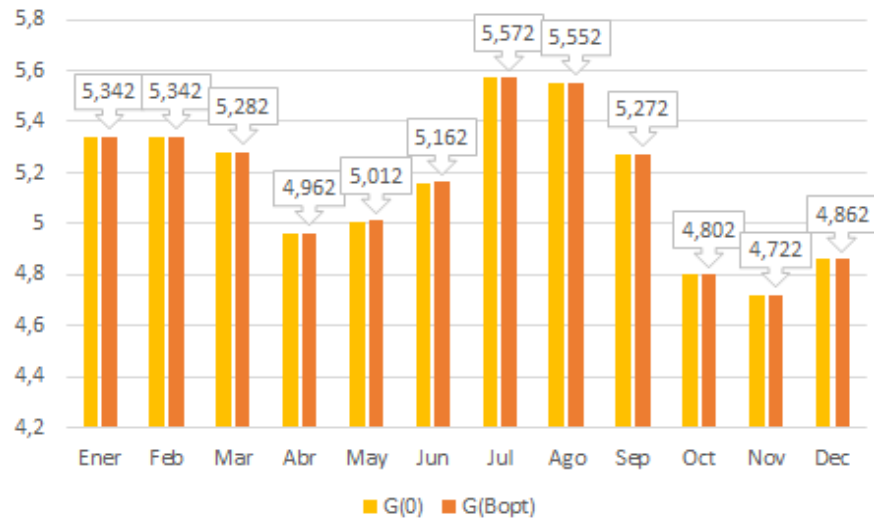
$$\beta = 3.7 + 0.69 \cdot ABS(\phi) \quad (30)$$

Lo recomendable es que el ángulo de inclinación esté 10° por debajo de la latitud del lugar, si aplicando la fórmula (29) el resultado es un valor mayor, entonces el ángulo de inclinación debe ser el mismo de la latitud. en este caso 7° [3]. Las radiaciones en un plano con inclinación y orientación óptima en todo tiempo se obtienen a partir de:

$$\frac{Ga(0)}{Ga(\beta_{opt})} = 1 - 4.46 * 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1.19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2 \quad (31)$$

Considerando  $Ga(0)$  como los valores de la Tabla 3 y; que el ángulo de inclinación sea  $\beta_{opt}$  está dado en grados, se despeja de la Ecuación (31) los valores de  $Ga(\beta_{opt})$  La Figura 72 muestra la estimación de los valores de radiación mensual que se preveen en Bucaramanga.

**Figura 72:** Radiación proyectada para la ciudad de Bucaramanga en plano horizontal y con ángulo óptimo de inclinación.



La irradiancia real sobre un plano con inclinación  $B_{opt} = 7^\circ\text{C}$  y orientación  $\alpha = 0^\circ\text{C}$  teniendo en cuenta efectos como el polvo y la suciedad se obtiene como:

$$\frac{Gf\alpha(\beta,\alpha)}{G\alpha(\beta_{opt})} = \delta 1. (\beta - \beta_{opt})^2 + \delta 2. (\beta - B_{opt}) + \delta 3 \quad (32)$$

$$\delta i = \delta i 1 .\text{abs}(\alpha)^2 + \delta i 2 .\text{abs}(\alpha) + \delta i 3 \quad (33)$$

La Tabla 6 indica los valores de suciedad media y polvo en un módulo inclinado y con orientación para el cálculo de la irradiancia efectiva incidente.

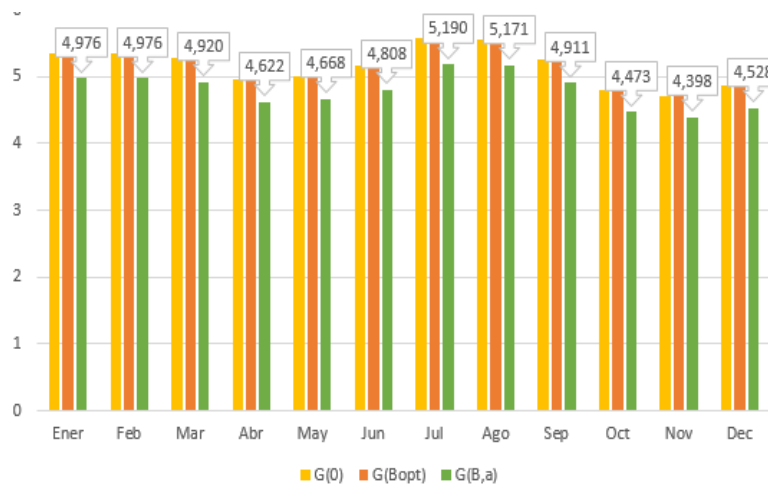
**Tabla 6:** Valores de suciedad media y polvo en un plano inclinado De la ecuación (32) y (33), se tienen los valores de  $Gfa(\beta, \alpha)$ .

$\dot{g}/i$	i=1	i=2	i=3
$\dot{g}1i$	8,00E-09	3,80E-07	-1,22E-04
$\dot{g}2i$	-4,27E-07	8,20E-06	2,89E-04
$\dot{g}3i$	-2,50E-05	-1,03E-04	0,9314

Fuente [9].

A partir de las ecuaciones (32) y (33), se tienen los valores de los parámetros  $Gfa(\beta, \alpha)$ . La Figura 73 presenta la estimación mensual de estos parámetros para la ciudad de Bucaramanga.

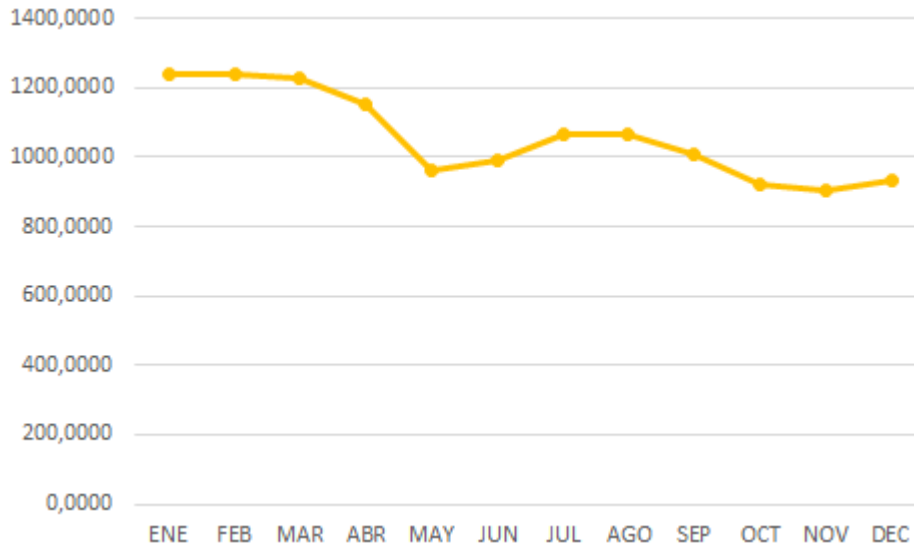
**Figura 73:** Valores de Irradiancia sobre un plano con inclinación y orientación Considerando los efectos de la suciedad en la ciudad de Bucaramanga.



Con esta información se estima que el potencial de generación eléctrica por mes considerando un sistema SFCR con una potencia máxima de 300 kW es:  $E_{gen} = (300 * Gfa(\beta, \alpha)) * PR *$

(1 – FS). La Figura 74 presenta la proyección diaria de la generación de energía eléctrica en la ciudad de Bucaramanga.

**Figura 74:** Potencial de generación en cada día (kWh/día) para un SFCR de potencia máxima 300 kW instalado en la ciudad de Bucaramanga.



La Tabla 7 presenta un resumen de los potenciales de generación en el campo solar en un día de cada mes a lo largo del año.

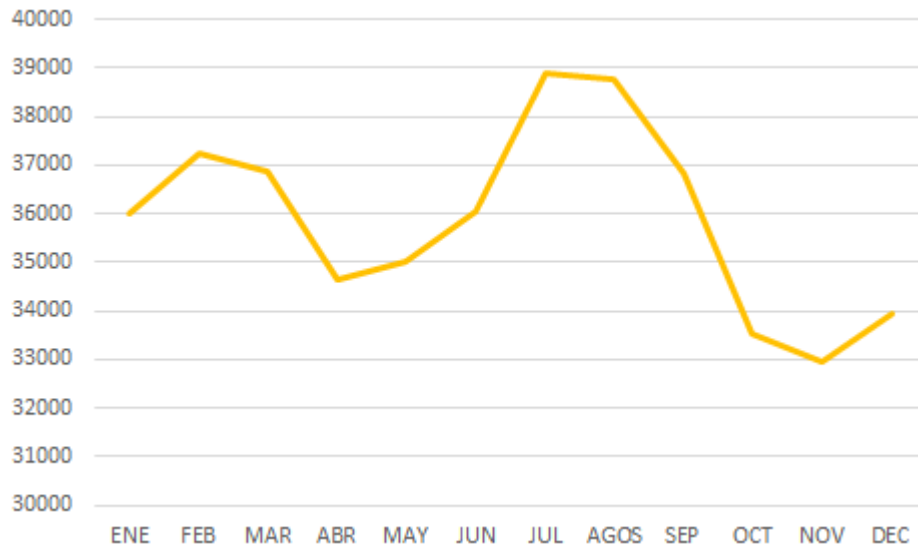
**Tabla 7:** Valores del potencial de generación para un SFCR de potencia máxima 300 kW instalado en la ciudad de Bucaramanga. (kWh/día).

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
1242	1242	1230	1155	961	989	1068	1064	1011	921	905	932

El potencial de generación tiene unas pérdidas asociadas al sistema como las citadas en la Tabla 9, Éstas son: dispersión de parámetros entre módulos que componen el generador, tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales y temperatura de funcionamiento de los módulos que constituyen cerca de un 10%. El potencial de entrega a la

red se estima considerando el rendimiento del total del sistema o el llamado ‘*performance ratio*’ *PR* es un factor concebido para incluir todas la pérdidas de un sistema fotovoltaico que no tienen dependencias con las condiciones metereológicas. El uso del *PR* se realiza para caracterizar periodos anuales en este contexto sirve para caracterizar la calidad del sistema fotovoltaico. Las pérdidas que habitualmente incluye un *PR* se recogen en la Tabla 9: La Figura 75 ilustra los potenciales de generación mensuales en el campo solar a lo largo del año.

**Figura 75:** Potencial de generación (kWh/mes).



Fuente[Realizada por autor].

La Tabla 8 muestra los valores proyectados de los potenciales de generación mensuales a lo largo del año.

**Tabla 8:** Valores del potencial generación por mes (kWh/mes)

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEP	OCT	NOV	DEC
36018	37260	36885	34651	34996	36046	38909	38767	36818	33534	32972	33946

La tabla 9 muestra los valores porcentuales de pérdidas en cada uno de los componentes del SFCR.

**Tabla 9:** Porcentaje de pérdidas en un sistemas solar fotovoltaico.

Factor de pérdidas	Valor
Dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador	2% -- 4%
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	3%
Temperatura de funcionamiento de los módulos	5% -- 8%
Conversión DC/ AC realizada por el inversor	8%--12%
Efecto Joule en los Cables	2%--3%
Conversión BT/MT realizada por el transformador	2%--3%
Disponibilidad del sistema	0,5% -- 1%

## 6.1 CALCULO DE LA PRODUCTIVIDAD Y EL POTENCIAL DE ENTREGA A LA RED

La potencia entregada a la red está determinada por los siguientes factores:

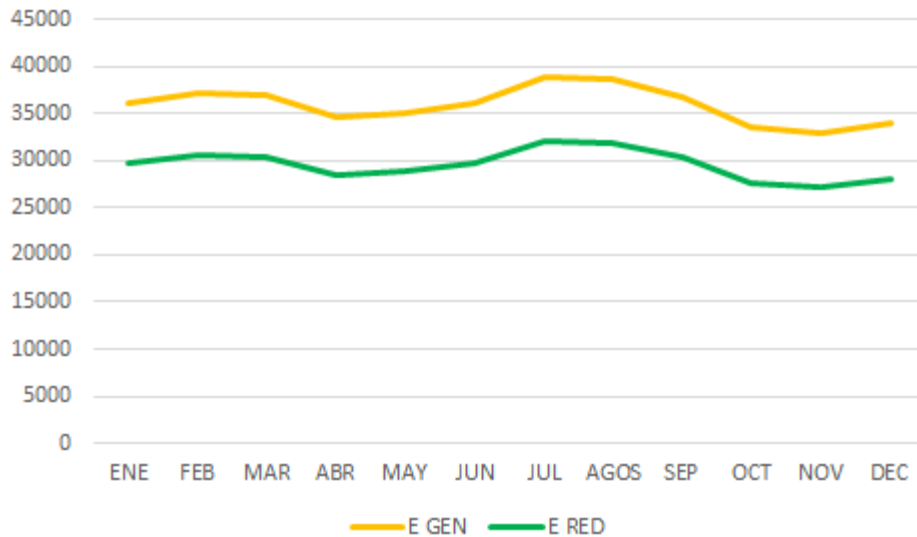
- La irradiancia efectiva incidente sobre el plano inclinado.
- La temperatura ambiente a la que está sujeto el generador fotovoltaico.
- El impacto de las sombras sobre el generador fotovoltaico.
- El comportamiento eléctrico del generador fotovoltaico.
- La curva de eficiencia del inversor, incluyendo aspectos como la ventana donde se alojan los valores de las tensiones para la búsqueda del punto de máxima potencia.
- La eficiencia de los componentes que lo integran, y sus factores de pérdidas que influyen en el rendimiento del sistema como las ilustradas en la Tabla 5.

La energía de entrega a la red considera el valor de todas éstas pérdidas, en países localizados en el trópico se puede estimar un valor de 0.77. Estos valores usualmente están entre un rango de 0.4 como mínimo y 0.85 máximo y se calcula de la siguiente forma:

$$E_{red} = P_g \cdot \frac{G_{ef}}{G_{stc}} \cdot PR \cdot (1 - FS) \quad (34)$$

Para valores de  $P_g = 300Kw$ ,  $G_{ef}(a, b) = \text{Valores antes citados Figura 73}$ ,  $PR = 0.77$  y  $FS = 2\%$ , con un  $G_{stc} = 1000W/m^2$  los valores proyectados de energía eléctrica del SFCR son mostrados en la Figura 76. Ered son:

**Figura 76:** Proyección de la energía eléctrica generada y entregada a la red por el SFCR en (kWh/mes).



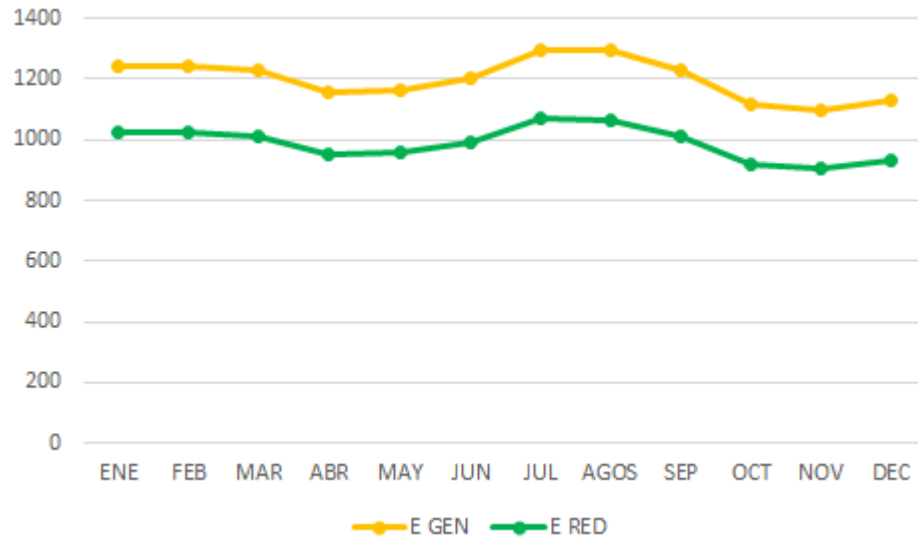
La Tabla 10 muestra la proyección de valores del potencial de generación y entrega a la red.

**Tabla 10:** Proyección de los valores del potencial de generación de energía eléctrica del SFCR por mes (kWh/mes).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEP	OCT	NOV	DEC
E GEN	36018	37260	36885	34651	34996	36046	38909	38767	36818	33534	32972	33946
E RED	29662	30685	30376	28536	28820	29685	32043	31926	30321	27616	27153	27956

Con relación a la generación promedio de energía eléctrica por día, la Figura 77 y la Tabla 11 presentan las proyecciones del valor promedio de esta variable.

**Figura 77:** Proyección de la energía eléctrica generada y entregada a la red por el SFCR en (kWh/día).

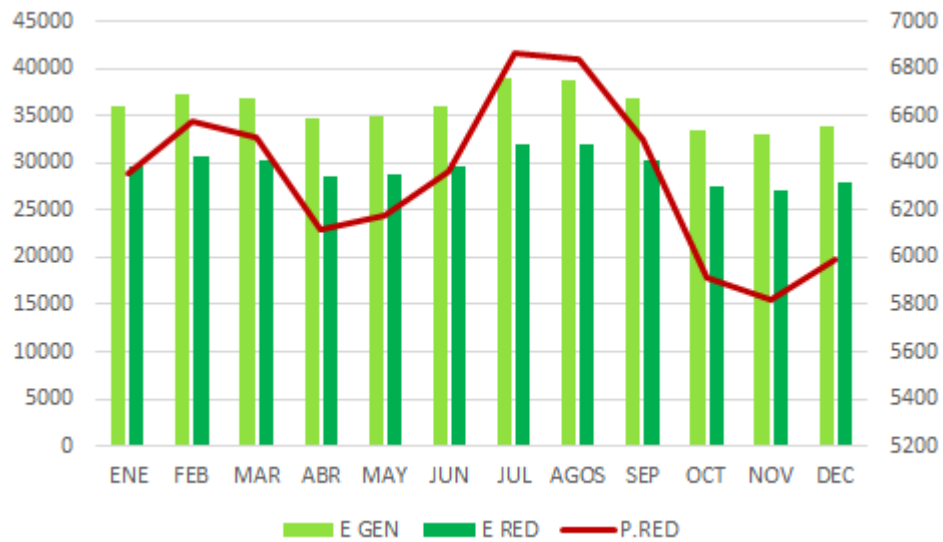


**Tabla 11:** Proyección de los valores promedios de la energía eléctrica entregada generada y entregada a la red por SFCR kWh/día.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEP	OCT	NOV	DEC
E GEN	1242	1242	1230	1155	1167	1202	1297	1292	1227	1118	1099	1132
E RED	1023	1023	1013	951	961	989	1068	1064	1011	921	905	932

El diferencia entre la energía eléctrica generada y la energía eléctrica entregada a la red son las pérdidas de potencia en el sistemas debido a los factores citados en la Tabla 9; el valor de éstas pérdidas por mes y día se muestran en las Figuras 78 y 79. Adicionalmente en las Tablas 12 y 13 se presentan los valores promedios de esta pérdidas por mes y día respectivamente.

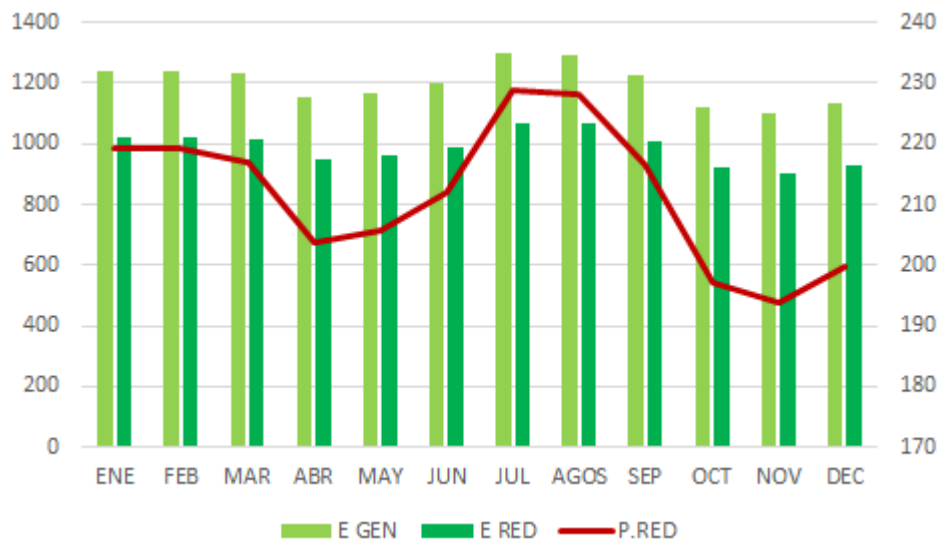
**Figura 78:** Proyección de las pérdidas energía eléctrica en el sistema SFCR (kWh/mes).



**Tabla 12:** Valores promedios de las pérdidas de energía en el sistema SFCR (kW-h/mes).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEP	OCT	NOV	DEC
P.RED	6356	6575	6509	6115	6176	6361	6866	6841	6497	5918	5819	5991

**Figura 79:** Proyección de la pérdidas de energía eléctrica en el sistema SFCR (kWh/día).

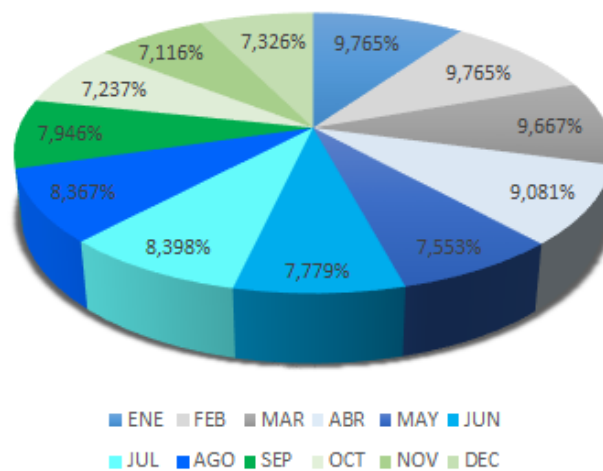


**Tabla 13:** Valores promedios de las pérdidas de energía en el sistema SFCR (kWh/día).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEP	OCT	NOV	DEC
P.RED	219	219	217	204	206	212	229	228	217	197	194	200

La Figura 80 muestra los valores de los aportes porcentuales de energía por parte del generador en cada mes.

**Figura 80:** Aporte mensual.



La productividad del sistema dice que tanta energía en kWh produce el generador por cada kW de potencia instalado. Esto se puede estimar con la siguiente ecuación:

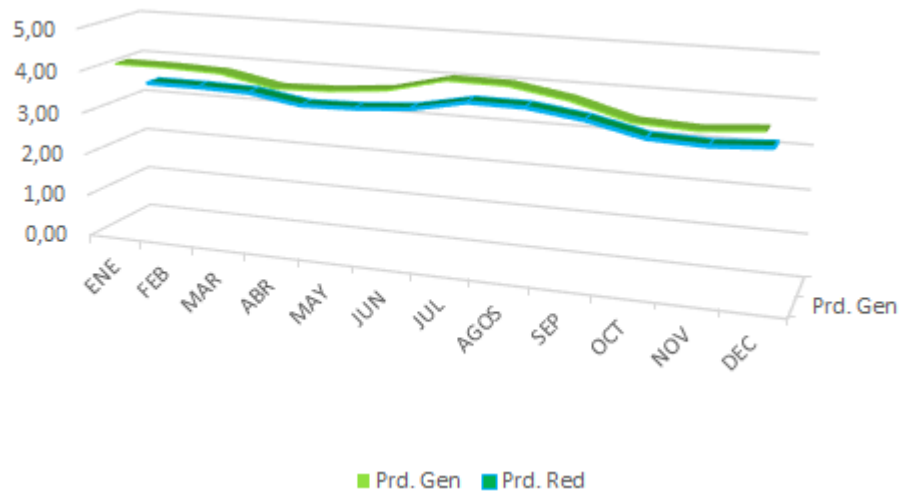
$$Yf_g = \frac{E_{gen}}{P_g} kWh/kWp \quad (35)$$

Y para estimar la productividad de la energía entregada en la red por cada kW de potencia instalado se utiliza la siguiente expresión:

$$Yfr = \frac{Ered}{Pg} kWh/kWp \quad (36)$$

La Figura 81 muestra los valores proyectados de la productividad en el campo solar y en la entrega en la red.

**Figura 81:** Productividad del sistema  $Yfg$  ( $kWh/kWp$  - día)

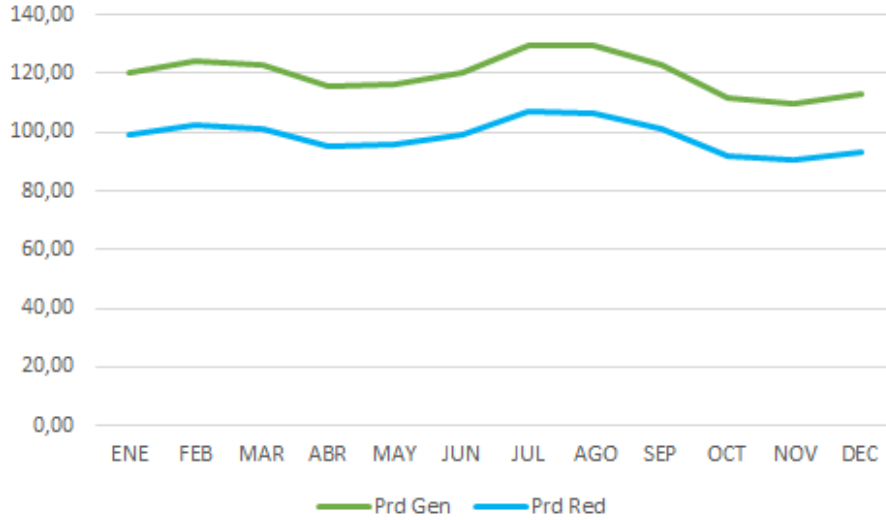


**Tabla 14:** Valores de la productividad  $Yfg$  ( $\frac{kWh}{kWp-día}$ ).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEP	OCT	NOV	DEC
Prd. Gen	4,14	4,14	4,10	3,85	3,89	4,01	4,32	4,31	4,09	3,73	3,66	3,77
Prd. Red	3,41	3,41	3,38	3,17	3,20	3,30	3,56	3,55	3,37	3,07	3,02	3,11

La Figura 76 muestra los valores mensuales proyectados de la productividad en el campo y en la red.

**Figura 82:** Productividad del sistema  $Yf_g$  ( $kWh/kWp$  - mes).



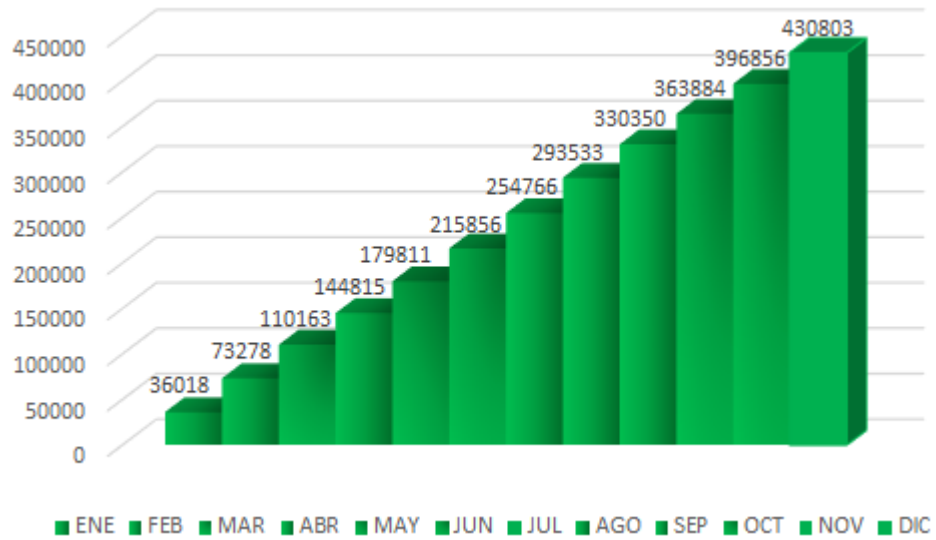
La tabla 15 muestra los valores de la productividad mensuales en el campo y de entrega en la red.

**Tabla 15:** Valores de la productividad  $Yf_g$  ( $\frac{kWh}{kWp-mes}$ ).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
Prd Gen	120	124	123	116	117	120	130	129	123	112	110	113
Prd Red	99	102	101	95	96	99	107	106	101	92	91	93

La Figura 83 muestra el valor acumulado proyectado del potencial de generación durante todo el año.

**Figura 83:** Potencial de generación Acumulado kWh/mes.



La Figura 84 muestra el valor acumulado proyectado del potencial de entrega en la red durante todo el año.

**Figura 84:** Potencial de entrega acumulado en la red kWh



Para determinar el potencial de consumo es indispensable conocer la demanda de la carga para un edificio comercial y el número de horas diarias en uso. El SFCR puede tener dos topologías: *feed in tariff* como el sistema mostrado en las Figuras 56 y 89 o *net metering* como los sistemas mostrados en las Figuras 57, 90 y 91.

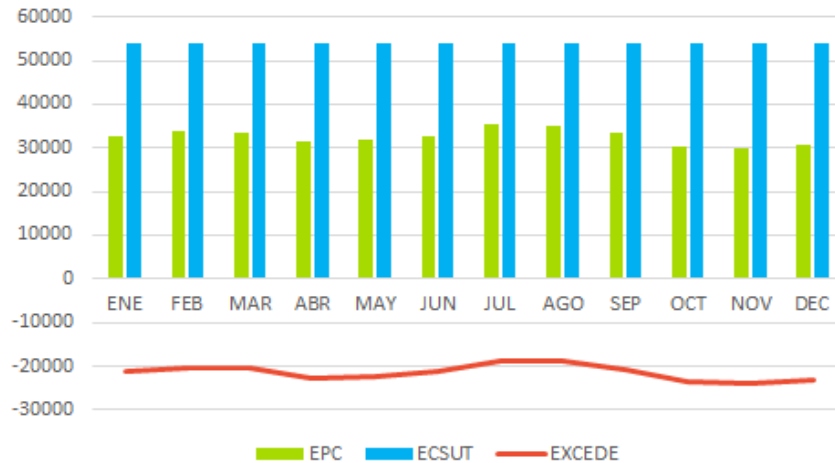
En el primer caso se instalan dos medidores de energía establecidos por dos contratos independientes estipulados por el operador red, uno de compra de energía (consumo) y uno de venta de energía (entrega a la red), por tanto, el consumo será extraído de la red conforme a la demanda requerida por el edificio comercial. Esta demanda de energía es variable durante el día. Si la máxima potencia demandada es igual a la instalada en este caso 300 kW y asumiendo un total de 6 horas diarias entonces la  $E_{\text{cdía}} = 300\text{kW} \cdot 6\text{h} = 1800 \text{ kW} \cdot \text{h/días}$ , por consiguiente si se asume el valor en 30 días, la energía consumida es:  $E_{\text{csu}} = 54000\text{kW} \cdot \text{h/mensual}$ . Por consiguiente si el SFCR se diseña el *feed in tariff*

**Tabla 16:** Potencial de consumo edificio comercial.

Carga	Instalada	Demandada		días/mes	Total kW-h/día	Total mes kW-h
	kW	kW	horas			
Iluminación	300		6	30	1800	54000
		180	6	30	1080	32400

La Figura 85 y la Tabla 17 nos muestra el comportamiento y los valores proyectados del potencial de generación consumo y excedentes en la red para la carga total instalada.

**Figura 85:** Potencial de generación en punto de consumo, Potencial de consumo total, excedentes en la red. (kWh/mes).



**Tabla 17:** Valores Potencial de generación en punto de consumo y excedentes en la red.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EPC	32628	33753	33414	31390	31702	32653	35247	35118	33353	30378	29869	30751
EXCEDE	-21372	-20247	-20586	-22610	-22298	-21347	-18753	-18882	-20647	-23622	-24131	-23249

El déficit de energía que tendría el SFCR anual es de: 257744,07 kWh, significa que el edificio comercial consume más de lo que entrega a la red. Ahora bien si se analiza teniendo en cuenta el *net metering* con autoconsumo, el generador entregaría a la red siempre y cuando el potencial de consumo por el edificio sea menor que el potencial de generación en el punto de consumo. Si se asume el caso anterior se entiende que en un periodo mensual el edificio comercial siempre estaría consumiendo de la red el absoluto del excedente de la Figura 85. Trabajando con la carga demandada como lo ilustra la tabla 16, la curva de inyección o entrega en la red se modifica y toma valores positivos en algunos periodos.

Considerando la carga demandada como se presenta en la Tabla 16, la curva de inyección o entrega en la red se modifica y toma valores positivos en algunos periodos como se muestra en la Figura 86 a la 88 y valores en la Tabla 18 a la 20.

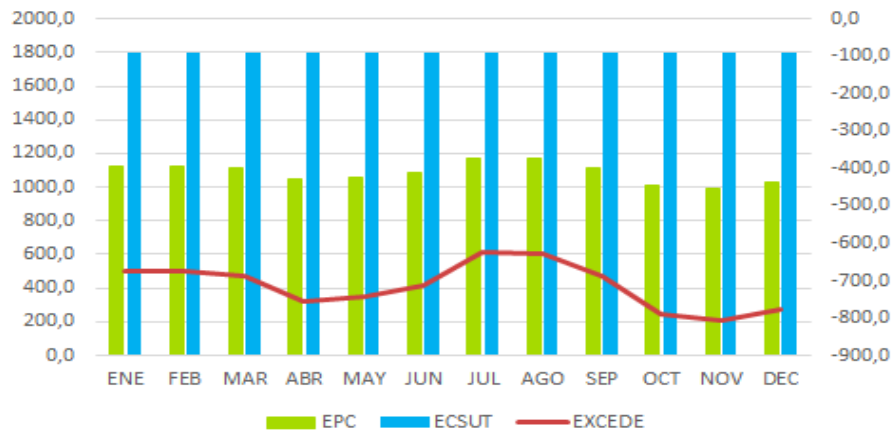
**Figura 86:** Potencial de generación en punto de consumo, Potencial de consumo total, excedentes en la red. carga demandada (kW-h/mes).



**Tabla 18:** Valores de Potencial de generación en punto de consumo, y excedentes en la red.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EPC	32628	33753	33414	31390	31702	32653	35247	35118	33353	30378	29869	30751
EXCEDE	228	1353	1014	-1010	-697,7	253,1	2847	2718	952,57	-2022	-2531	-1649

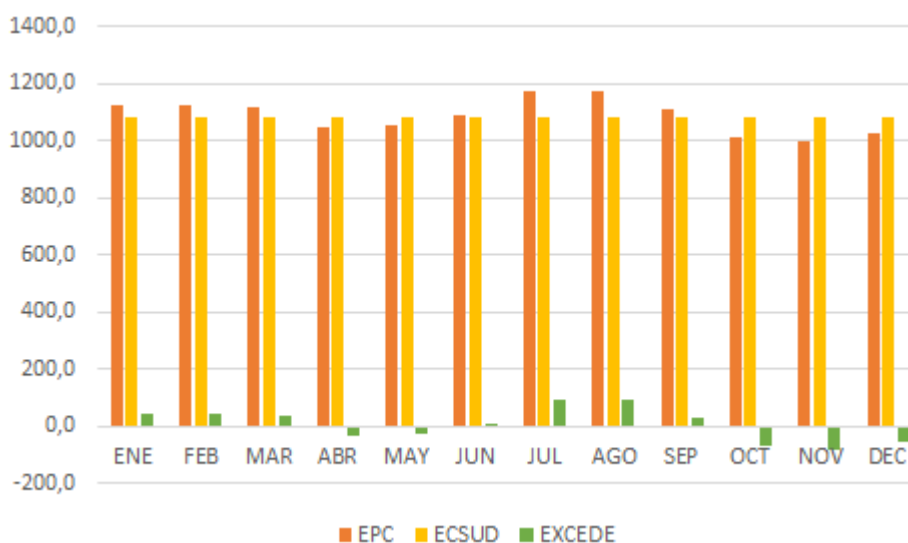
**Figura 87:** Potencial de generación en punto de consumo, Potencial de consumo total, excedentes en la red (kWh/día).



**Tabla 19:** Valores de Potencial de generación en punto de consumo, y excedentes en la red.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EPC	32628	33753	33414	31390	31702	32653	35247	35118	33353	30378	29869	30751
EXCEDE	228	1353	1014	-1010	-697,7	253,1	2847	2718	952,57	-2022	-2531	-1649

**Figura 88:** Potencial de generación en punto de consumo, Potencial de consumo total, excedentes en la red. carga demandada (kWh/día).



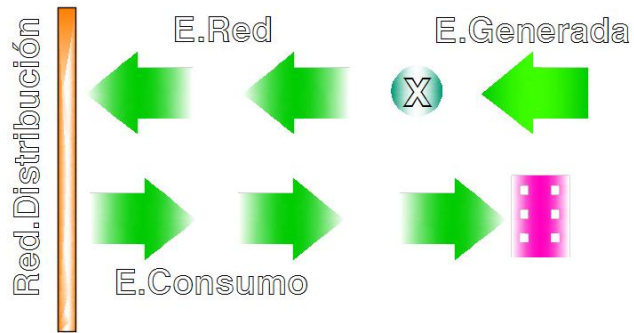
**Tabla 20:** Valores de Potencial de generación en punto de consumo, y excedentes en la red.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EPC	1125,1	1125,1	1113,8	1046,3	1056,7	1088,4	1174,9	1170,6	1111,8	1012,6	995,6	1025,0
EXCEDE	45,1	45,1	33,8	-33,7	-23,3	8,4	94,9	90,6	31,8	-67,4	-84,4	-55,0

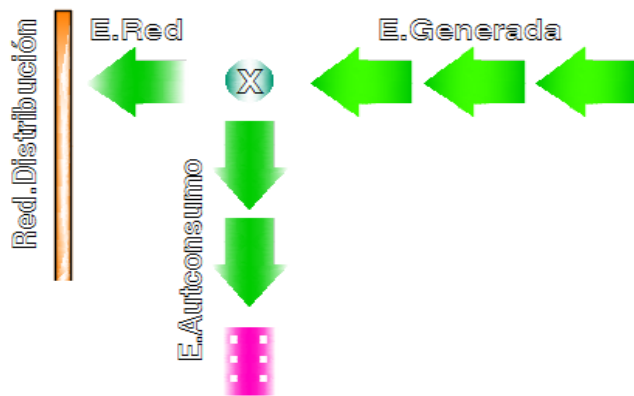
Cabe destacar que un SFCR con conexión *net metering* puede operar con un medidor entre el edificio comercial donde está ubicado el sistema de generación fotovoltaico y el punto de conexión, esto se hace con un medidor birideccional que tome la medida en ambas direcciones, cuando se entrega a la red y cuando se consume. La Figura 89 muestra el modo de operación de

un sistema de generación fotovoltaico con total entrega de energía a la red y las Figura 90 y 91 muestran un sistema de generación fotovoltaico con autoconsumo que entrega los excedentes.

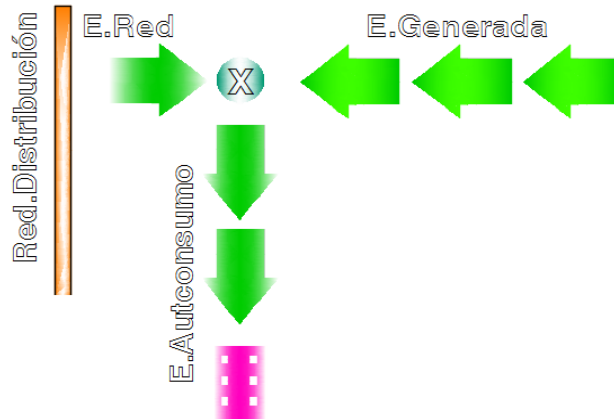
**Figura 89:** Flujo de Energía en un sistema generador feed in tariff.



**Figura 90:** 1 caso flujo de Energía en un sistema generador net metering.



**Figura 91:** 2 caso flujo de Energía en un sistema generador *net metering*



La Figura 90, ilustra un SFCR con un sistema de autoconsumo entregando los excedentes a la red de distribución. Aquí se cumple que:  $E_{gen} > E_{acsu} \Rightarrow E_{red} = E_{gen} - E_{acsu}$ . Por otra parte, la Figura 91 ilustra un SFCR con sistema de autoconsumo en donde  $E_{gen} < E_{acsu} \Rightarrow E_{gen} = E_{dred} + E_{acsu}$ . Por consiguiente si la demanda de consumo mensual es mayor que la energía generada, el valor de facturación por compra es mayor, como el indicado en la Figura 91. Aplicando el criterio de demanda de acuerdo a la tabla 16 según norma ESSA-EPM para instalaciones comerciales, el valor de la carga demandada es como se presenta en la Tabla 16.

El superávit de energía anual para este caso es 1456 kWh, en donde algunos meses son con un déficit y otros son con un superávit todo esto en caso de carga demandada, ahora bien si se tiene en cuenta un sistema con operación en autoconsumo el excedente de energía es positivo, significa que el edificio comercial obtiene alguna facturación por venta de los excedentes a la red en periodos mensuales y que es posteriormente reflejada en un valor anual.

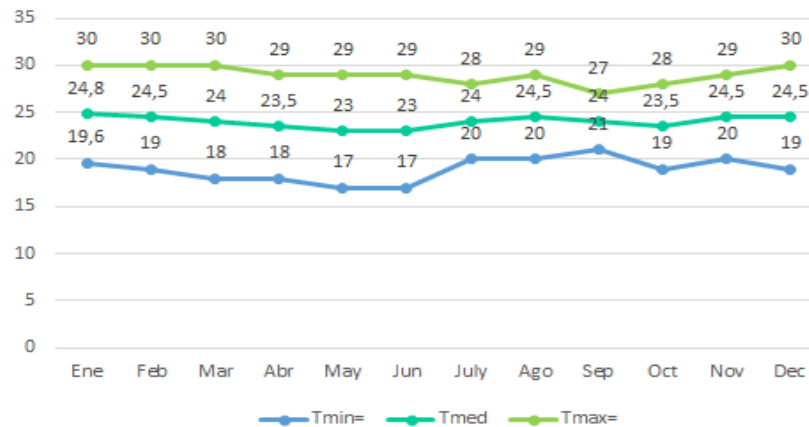
## 6.2 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN EL POTENCIAL DE GENERACIÓN Y ENTREGA A LA RED

Si se analizan en detalle las gráficas de las Figuras 36 a 41, se pueden aplicar estos conceptos a modelos reales obteniéndose algunos gráficos del comportamiento de los paneles y por tanto de

las producciones de energía. Seleccionando un panel poli cristalino con una buena eficiencia y a un precio relativamente económico que justifique la inversión se tiene lo siguiente:

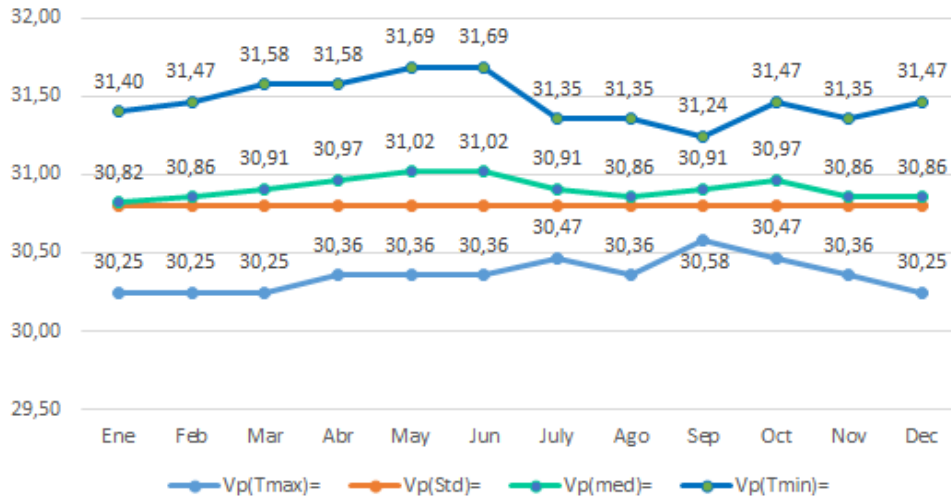
Para realizar un análisis de tensión, corriente y potencia en los paneles es necesario tomar los datos de temperatura en la ciudad de Bucaramanga, esto se muestra en la Figura 92.

**Figura 92:** Temperaturas en la ciudad de Bucaramanga °C



De la ecuación 11 y 12 pero con un  $\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -\frac{3.7mV}{^{\circ}C}$ , para los valores de T, la ecuación 13 se tiene que para los valores de temperatura de la Figura 92, el perfil de tensión de un panel fotovoltaico es el mostrado en la Figura 93.

**Figura 93:** Tensiones en el panel para diferentes temperaturas (V).

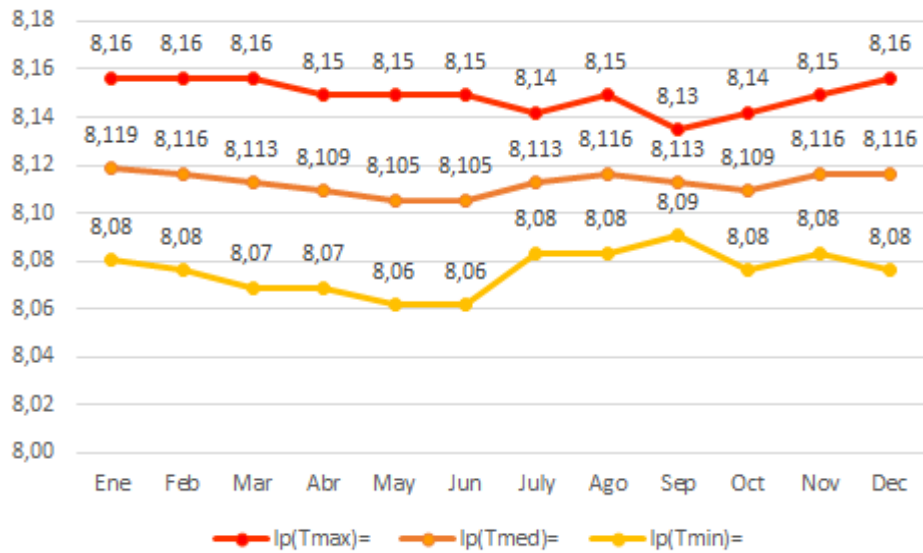


Para las diferentes condiciones de temperatura, la corriente en el panel FV presenta algunas variaciones pero en menor grado que la tensión. Según la Ecuación (1),  $I = f(V)$  pero  $V = f(Ta)$ . Por consiguiente en el panel FV, la variación de la corriente aumenta con la temperatura, mientras que la tensión disminuye con ésta las ecuaciones 37 y 38 da la característica y el perfil de corrientes para este panel ver Figura 94.

$$\frac{dI_{sc}}{dT_c} = \frac{0.9 \text{ mA}}{^{\circ}\text{C}} \quad (37)$$

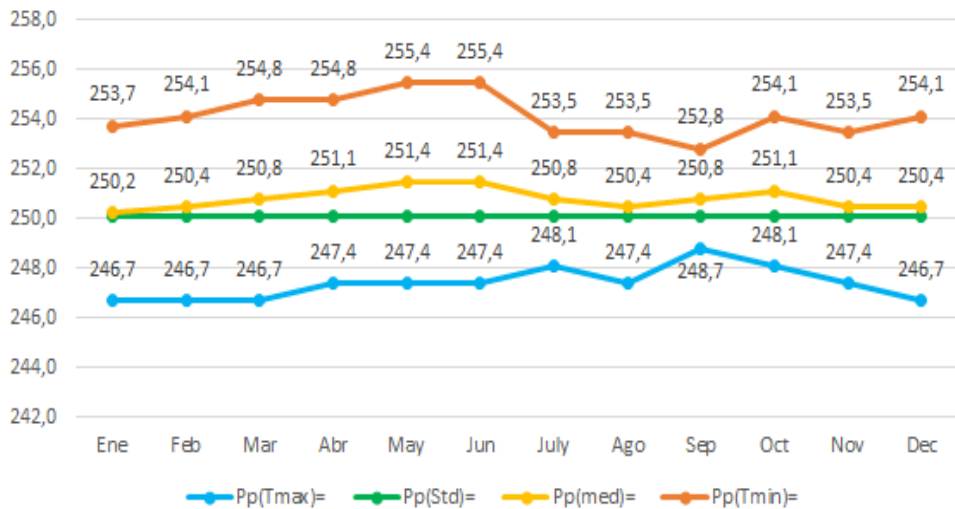
$$I_s(T_c) = I_s + (I_s - I_{cn}) * \frac{dI_c}{dT_c} \quad (38)$$

**Figura 94:** Corrientes en panel para diferentes temperaturas (A).



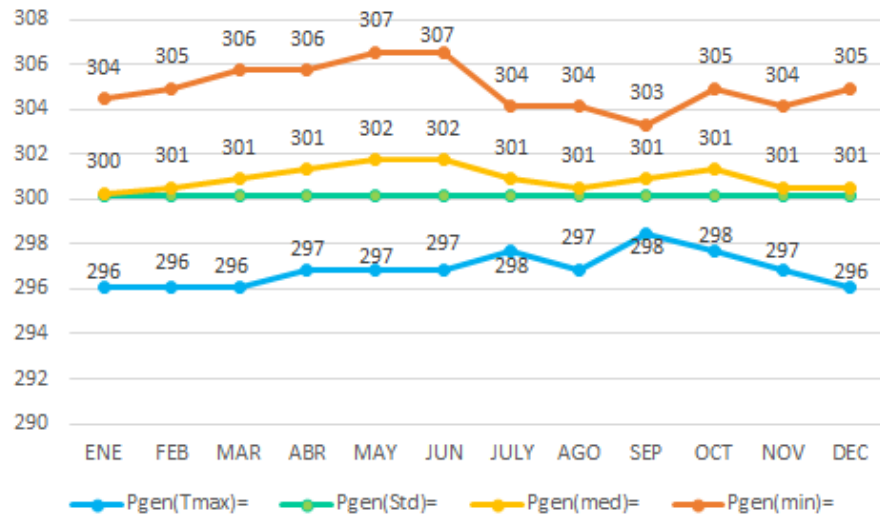
La Figura 95 ilustra el perfil de potencias en un panel para cada variación de temperatura durante cada mes.

**Figura 95:** Potencias en el panel (W).



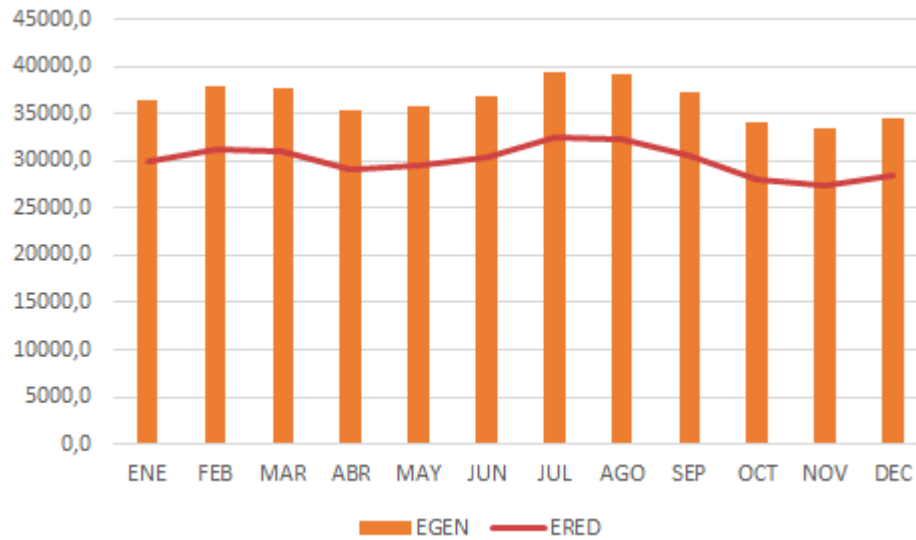
La Figura 96 Ilustra el perfil de potencia en el campo fotovoltaico para cada condición de temperatura y radiación en cada mes y durante de todo el año, teniendo en cuenta las temperaturas mínimas, máximas y en condiciones standard.

**Figura 96:** Potencias generadas en el campo fotovoltaico (kW).



El campo fotovoltaico genera diferentes valores de potencia a medida que cambia la temperatura, se pueden observar valores máximos y mínimos que inciden directamente en los potenciales de generación presentándose así valores picos y valles. El campo fotovoltaico alcanza su mayor potencial en los momentos cuando las potencias son máximas como lo ilustra la Figura 97, teniendo como referencia la Figura 98.

**Figura 97:** Potencial de generación y entrega a la red, máxima potencia del campo fotovoltaico. kW-h/mes.

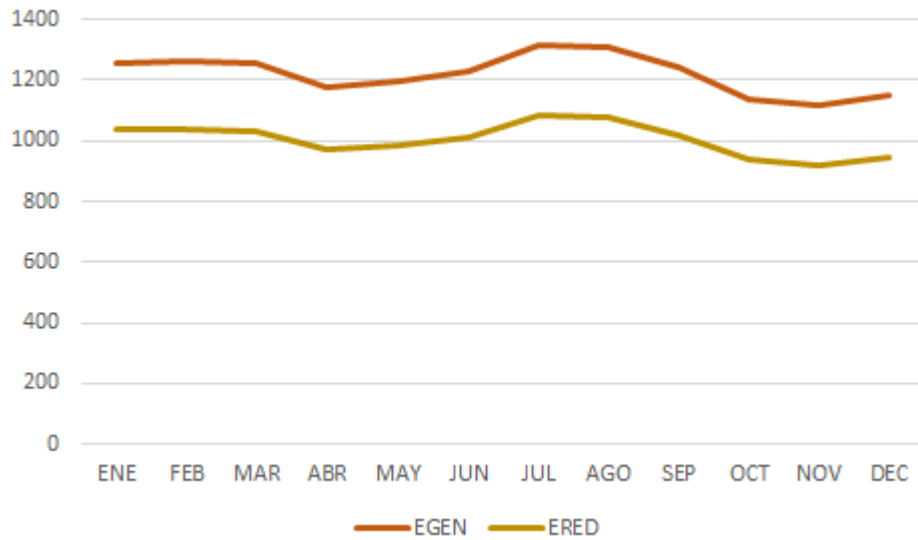


La Tabla 21y 22 Ilustra valores máximos de potencial de generación y entrega a la red teniendo como base las potencias total generada en el panel de la Figura 97.

**Tabla 21:** Valores Potencial generación y entrega a la red en máxima potencia kWh/mes.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EGEN	36498	37881	37623	35344	35813	36887	39428	39284	37186	34093	33411	34512
ERED	30057	31196	30984	29107	29493	30377	32470	32351	30624	28077	27515	28422

**Figura 98:** Potencial de generación y entrega a la red, máxima potencia del campo fotovoltaico. kW-h/día.

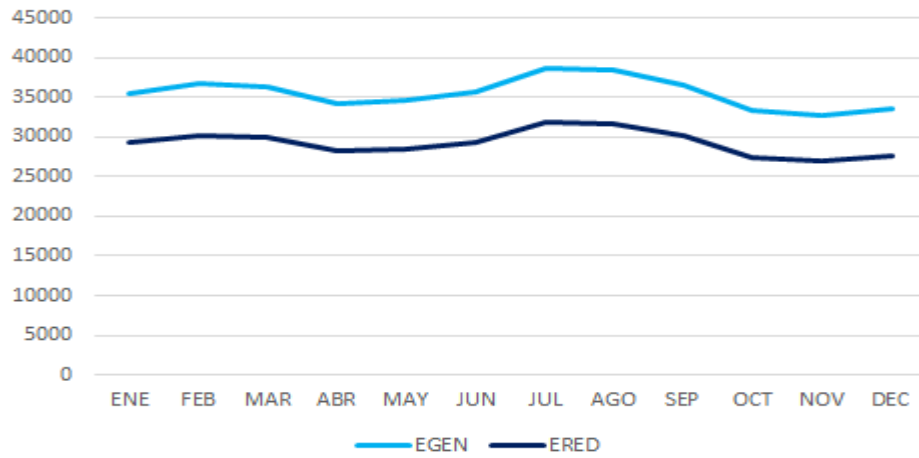


**Tabla 22:** Valores Potencial generación y entrega a la red en máxima potencia kWh/día.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EGEN	1259	1263	1254	1178	1194	1230	1314	1309	1240	1136	1114	1150
ERED	1036	1040	1033	970	983	1013	1082	1078	1021	936	917	947

Ahora bien, el campo fotovoltaico alcanza su menor potencial de generación, en los momentos cuando las potencias generadas son mínimas como lo muestra las Figuras 99 y 100 y la Tablas de valores 23 y 24 teniendo como referencia los valores potencia base los de la Figura 96.

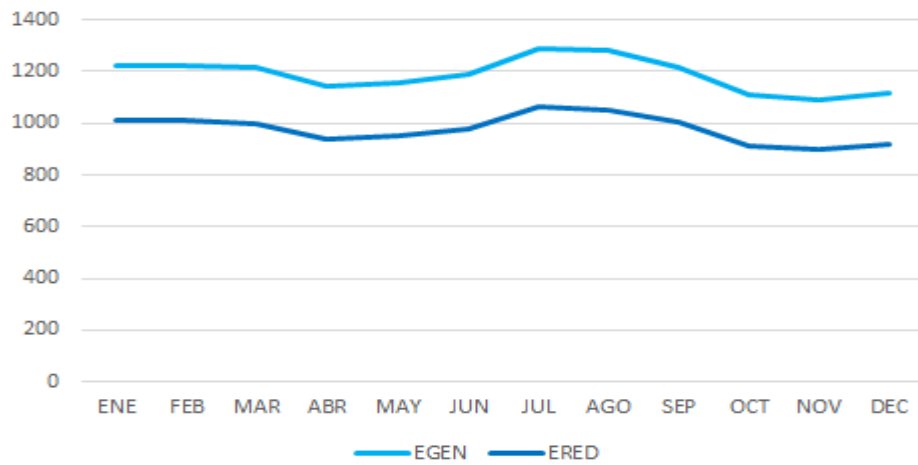
**Figura 99:** Potencial de generación y entrega a la red, mínima potencia del campo fotovoltaico kWh/mes.



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EGEN	35538	36763	36393	34305	34646	35685	38650	38379	36572	33311	32642	33494
ERED	29266	30276	29971	28251	28532	29388	31829	31606	30118	27432	26882	27583

**Tabla 23:** Valores potencial generación y entrega a la red en mínima potencia kWh/mes.

**Figura 100:** Potencial de generación y entrega a la red, mínima potencia del campo fotovoltaico kW-h/día.

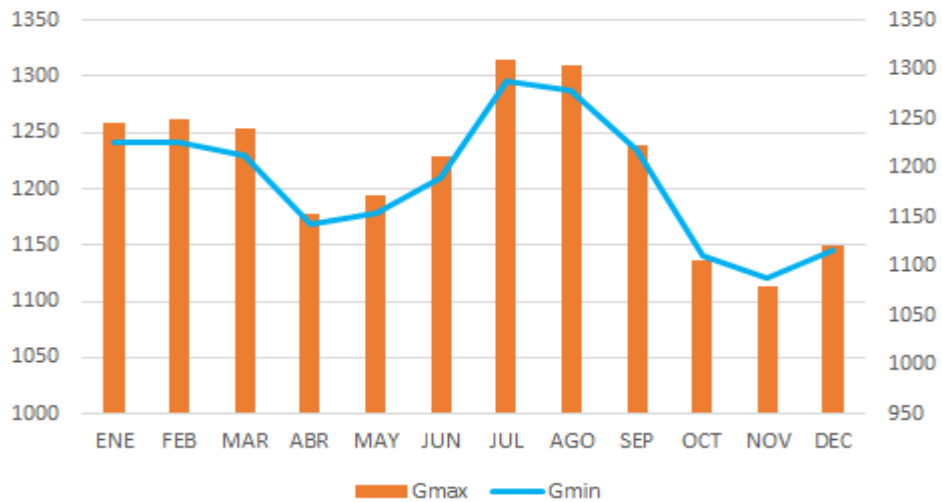


**Tabla 24:** Valores potencial generación y entrega a la red en mínima potencia kWh/día.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EGEN	1225	1225	1213	1143	1155	1190	1288	1279	1219	1110	1088	1116
ERED	1009	1009	999	942	951	980	1061	1054	1004	914	896	919

La Figura 101 y la Tabla 25 ilustra el comportamiento proyectado en condiciones de máxima temperatura y mínima temperatura.

**Figura 101:** Potencial de generación máximo y potencia de generación mínimo kWh/día.

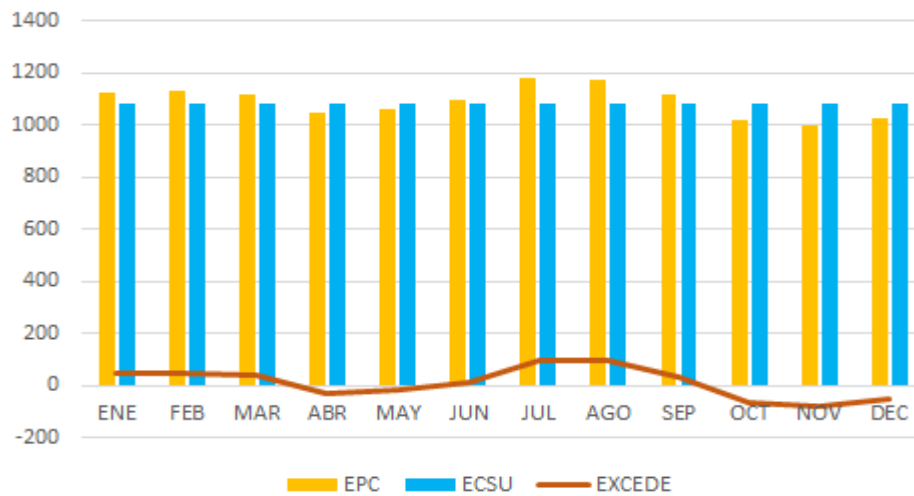


**Tabla 25:** Valores Potencial de generación máximo y potencial de generación mínimo kWh/día.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
Gmax	1259	1263	1254	1178	1194	1230	1314	1309	1240	1136	1114	1150
Gmin	1225	1225	1213	1143	1155	1190	1288	1279	1219	1110	1088	1116

Los valores más aproximados a un modelo real serían los arrojados por los valores de  $P_{gen}(med)$  de la figura 96. Como lo muestra la Figura 102 y 103 y las Tablas 26 y 27

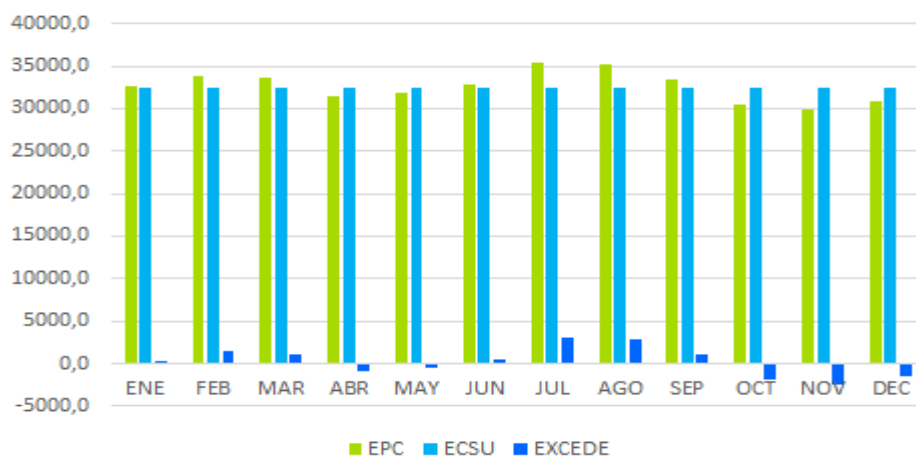
**Figura 102:** Potenciales generación, consumo y excedentes en la red kWh/día.



**Tabla 26:** Valores Potenciales generación, consumo y excedentes en la red KWh/día.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EPC	1125	1129	1118	1050	1064	1096	1179	1175	1115	1016	999	1028
ECSU	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080
EXCEDE	45	49	38	-30	-16	16	99	95	35	-64	-81	-52

**Figura 103:** Potenciales generación, consumo y excedentes en la red kWh/mes.

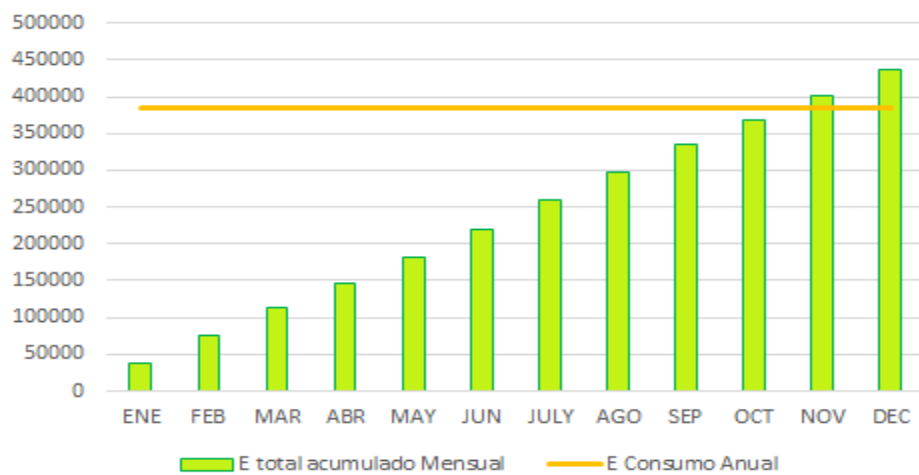


**Tabla 27:** Valores potenciales generación, consumo y excedentes en la red kWh/mes.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
EPC	32628	33866	33525	31494	31914	32871	35365	35235	33464	30479	29968	30854
ECSU	32400	32400	32400	32400	32400	32400	32400	32400	32400	32400	32400	32400
EXCEDE	228	1466	1125	-906	-486	471	2965	2835	1064	-1921	-2432	-1546

La Figura 104 ilustra el potencial total de entrega a la red y el potencial de consumo total en el año, se puede ver con claridad que en el mes de noviembre el potencial total acumulado de generación es mayor que el potencial total de consumo, donde el valor por encima del consumo acumulado anual es el total de entrega en la red.

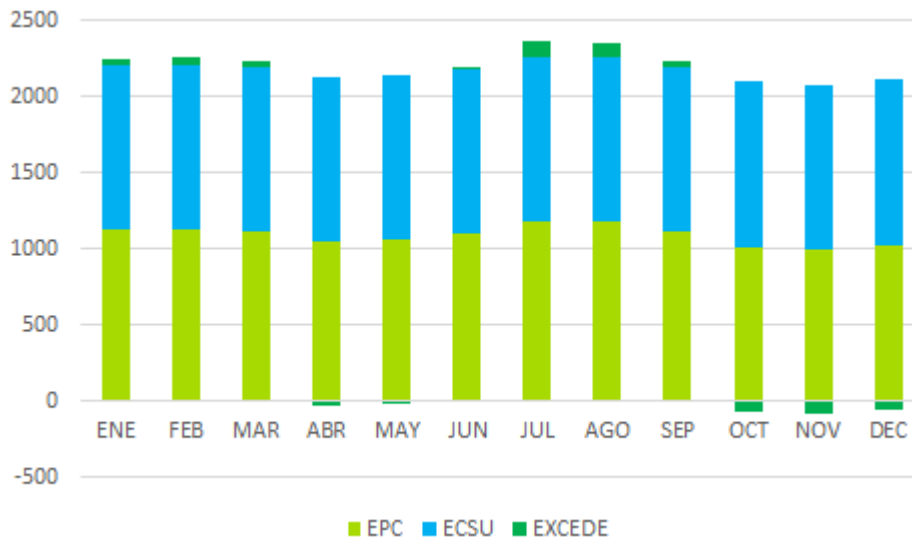
**Figura 104:** Total Anual kWh.



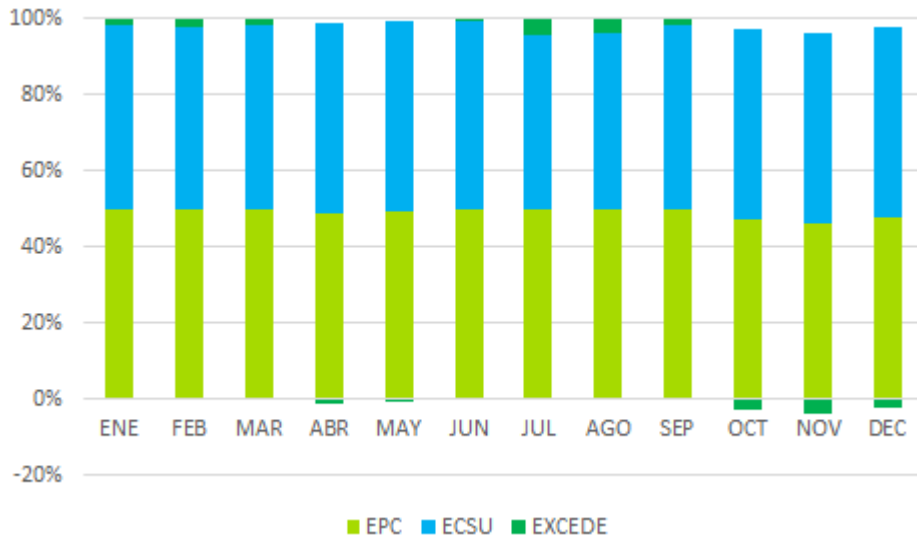
Si se quiere obtener algún valor de venta de energía inyectada al sistema se multiplica el valor de los excedentes inyectados a la red por el valor del kWh, para este estrato comercial el valor del kilovatio – hora es \$ 439,2.

La Figura 105 y 106 ilustra la cantidad total de energía el porcentaje que ocupa cada uno de ellos en la energía total del sistema teniendo en cuenta los 3 potenciales en un día de cada mes.

**Figura 105:** Potenciales y excedentes en la red kWh/día.

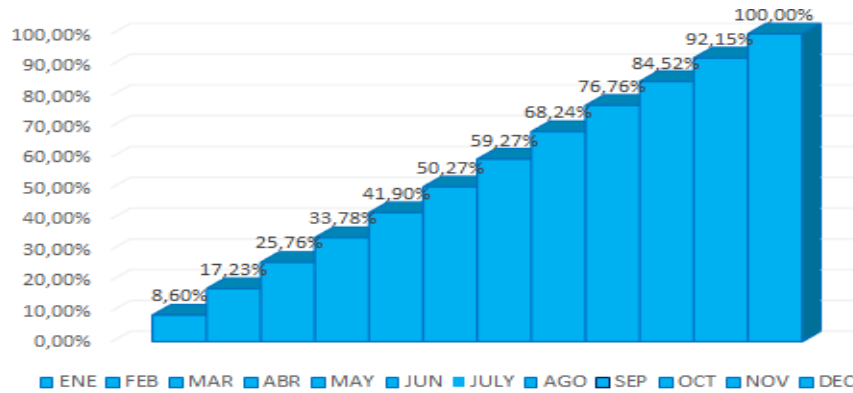


**Figura 106:** % Potenciales y excedentes en la red.



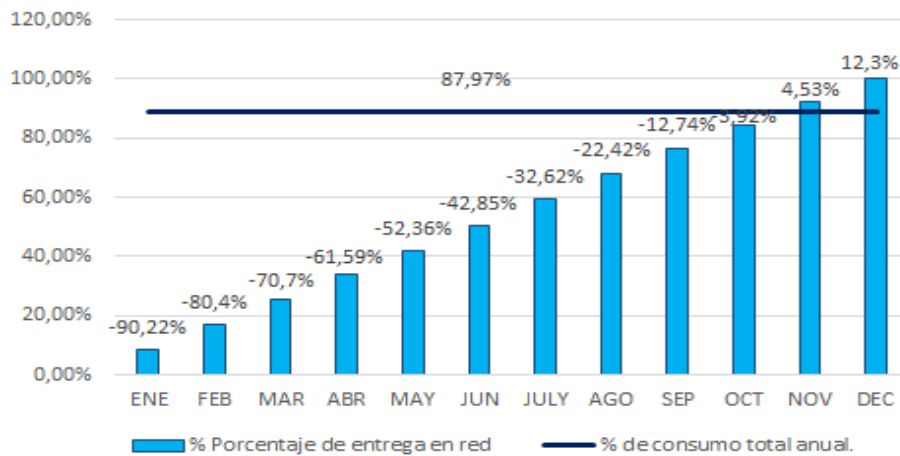
La Figura 107 ilustra el aporte acumulado mensual con respecto al total del potencial producido o generado.

**Figura 107:** Aportes acumulado mensual.



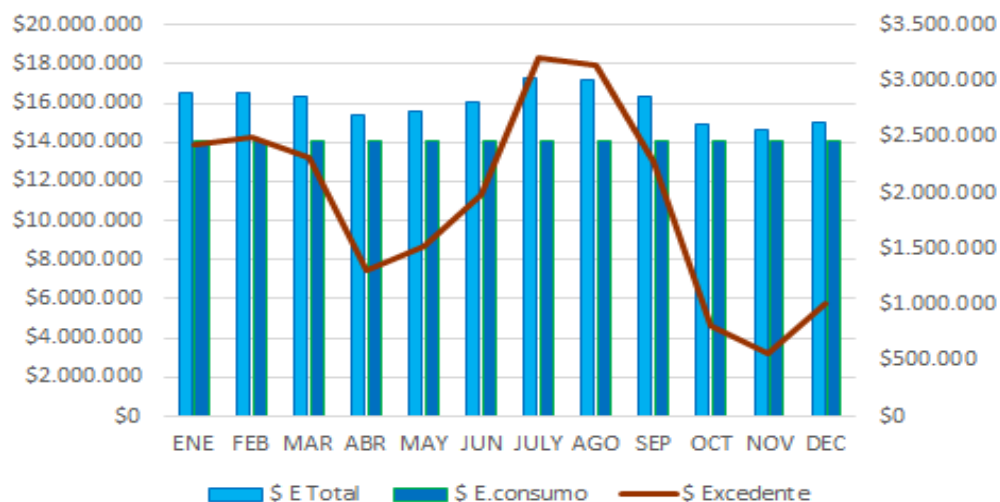
La Figura 108 ilustra el porcentaje total de excedentes en la red superando el valor total del autoconsumo en los meses de noviembre y diciembre.

**Figura 108:** Porcentaje total anual de entrega en la red.



La Figura 109 ilustra el valor en pesos tomando como referencia un valor de venta de 432 pesos kWh.

**Figura 109:** Valor en pesos a un precio de 439.2 pesos / kWh.



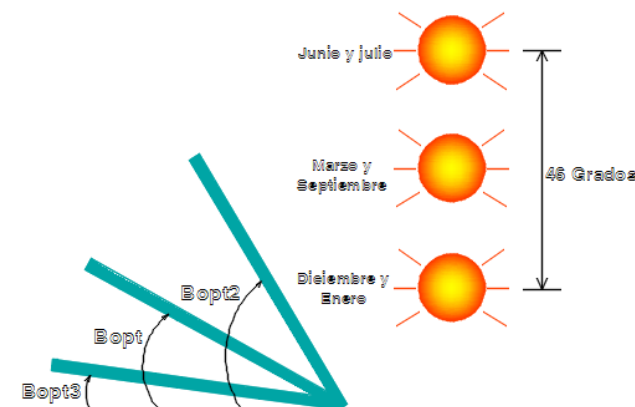
### 6.3 RESUMEN DE METODOLOGÍA PARA CALCULAR LOS POTENCIALES DE GENERACIÓN, CONSUMO Y ENTREGA A LA RED.

Los pasos a seguir para estimar los potenciales de generación, consumo y entrega de energía eléctrica a la red de distribución, son los siguientes:

- Obtener los datos de las coordenadas geográficas del lugar a través de fuentes confiables como [2], [3].
- Obtener los datos de temperaturas del lugar tanto máximas como mínimas. Una vez tienen éstas se estiman las temperaturas promedios por cada mes del año, si se quiere hacer un análisis mensual, por el contrario, si el análisis es diario para un día del mes en estudio se hace con los valores de temperatura durante el día.
- Obtener los datos de las radiaciones para los diferentes días de cada mes en el año, preferiblemente obtenerlos de una estación cerca del lugar de la instalación o por lo menos ubicada en la misma provincia.
- Si se quiere hacer medidas en el lugar de la instalación se vale hacerlas como lo ilustran las normas IEC estandar citadas en el numeral 3.1 tanto de irradiancia como de temperaturas y curvas en el sistema FV como tensiones y corrientes. Sugiere tener un registro de datos significativo.
- En caso tal de no existir dicha estación, se maneja la alternativa de tomar los datos de una base de datos confiable (Que la muestra de datos sea representativa es decir un acumulado de varios años, solo así se puede caracterizar un muestreo de datos y representarlos a través de un modelo matemático).

- Si la muestra es tomada de una base de datos, asegurarse que ésta incorpore en los datos los efectos de nubosidad, de no haber tales efectos, hacer una reducción de los resultados entre un 15% y 20%. Algunas fórmulas reducen estos valores en el mismo porcentaje cuando se trata de un plano inclinado y con orientación ‘Irradiancia efectiva incidente’.
- Calcular el ángulo de inclinación óptimo para los paneles con la ecuación (30), y variar durante el año el ángulo de inclinación. La variación puede ser manual y para un buen rendimiento debe tener tres posiciones al año debido a que la tierra se inclina con respecto sobre su eje en  $-23^{\circ}$ ,  $45$  y  $+23^{\circ}$ ,  $45$  durante los 12 meses.
- En el mes de marzo y septiembre el ángulo de inclinación es el calculado por la ecuación (28), para el mes de diciembre y enero donde la tierra ha variado su ángulo de inclinación en  $23.45$  [4] el ángulo de inclinación del panel es:  $B_{Opt2} = B_{Opt} + 10^{\circ}$ . Para el otro extremo de inclinación de la tierra, el ángulo de inclinación del panel es  $B_{Opt3} = B_{Opt} - 7^{\circ}$  ó equivalente a  $B_{Opt} = 0^{\circ}$ . Recordar que con base en estas inclinaciones se puede decir que el sol toma diferentes alturas solares durante el transcurso del año como lo muestra la Figura 110.

**Figura 110:** Posiciones del panel con respecto a cada altura solar durante el año



- Se calculan los valores de la radiación para un plano con ángulo de inclinación y orientación óptima de acuerdo a los valores de radiación para los días en cada mes apartir de las ecuaciones (31), (32) y (33).
- Se calcula el potencial de generación con la ecuación (25) ó (32) donde *PR* y *FS* toma valores de acuerdo a la tabla 9 o 5, pérdidas en el panel.
- Se estima el potencial de consumo como se presenta en la Tabla 16
- Se estima el potencial de entrega en la red, como el excedente entre el potencial generación y el potencial de consumo, con un valor de *PR* sin incluir los porcentajes por pérdidas en el transformador, conexiones y disponibilidades de la Tabla 9.
- Si el potencial de entrega en la red es negativo, significa que el potencial de consumo es mayor que el potencial de generación en este instante la red está entregando potencia en la edificación.
- Si se quiere hacer un análisis más detallado sobre los potenciales de generación teniendo en cuenta los cambios temperatura, se aplican las ecuaciones (11) y (12) y se obtienen las variaciones de tensiones y corriente en el panel en función de la temperatura. Como se muestra en las Figuras (93) y (94).
- Con base en los resultados anteriores, se calculan las potencias en el panel y la potencia total de todo el campo fotovoltaico, en función de la temperatura y la radiación Figuras (95) y (96).
- Se obtienen los nuevos valores de potencia total del campo fotovoltaico.
- Se repiten los pasos anteriores para calcular los nuevos potenciales con base en la nueva potencia total calculada.

## 7. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO (FV) Y SELECCIÓN DE EQUIPO

En un sistema solar fotovoltaico, el dimensionado del campo es fundamental para la producción de energía. A continuación, se ilustra una metodología y criterios de selección de los componentes de un SFCR. Para esto es de suma importancia que el generador siempre funcione en el punto de máxima potencia, por tanto, éste debe ser fijado por la ventana de tensiones del inversor.

Para la selección de un adecuado inversor, la potencia del generador fotovoltaico tiene que estar en una relación de 1 a 1.2% con la potencia del inversor, cuando se trata de paneles bien orientados y con óptima inclinación. Una vez establecida la potencia de generación, en este caso 300 kW, se estima en el mercado si hay inversores con rango de potencias entre 250 kW y 300 kW. Además, que la ventana de tensiones del punto de máxima potencia del inversor ajuste el número de paneles a lo ancho y largo de modo que coincida con las dimensiones del terreno o lugar de disponible para la instalación.

### 7.1 SELECCIÓN DE PANELES E INVERSOR

En este caso se ha seleccionado un inversor con un rango de valores como presenta a continuación la Tabla 28.

**Tabla 28:** Datos del inversor.

Vmaxv	Vminv	Vmax,inv	Imaxdc	Pnom
825 V	625 V	1000 V	625 A	300 KW

El número de paneles en el SFCR se puede calcular con las diferentes condiciones de temperatura del lugar en este caso, Bucaramanga. El número de paneles en serie está determinado por los valores de tensión en el inversor  $V_{maxp\ dc}$  y  $V_{minp\ dc}$  a fin de trabajar en la zona de máxima potencia en condiciones normales de operación. Las cuales para obtener el número de paneles es:

$$N_{smax} = \frac{V_{max,inv}}{V_{oc}(G = 200, T_a = 0^{\circ}C)} < V_{max,inv} \quad (39)$$

$$V_{pmp}(G_{stc}, T_a = 25^{\circ}C) \in [V_{min}, V_{max}]_{inv} \quad (40)$$

Para que el campo solar en condiciones estándar opere en el punto de máxima potencia, la tensión en el generador debe estar comprendida en el rango de tensiones que impone la ventana del inversor como en la ecuación 38.

$V_{oc}(0^{\circ}C)$ , se obtiene reemplazando las ecuaciones (13) y (12) para una condición de temperatura  $0^{\circ}C$  y con una  $G = 200W/m^2$ . Posteriormente se reemplaza en la ecuación (39),  $\Rightarrow V_{oc}(0^{\circ}C) = 40.69$  Volts y  $N_{smax} = 24.57$  Paneles, esto es, el número máximo de paneles que pueden ir en serie a fin de que si hay condición de circuito abierto, el inversor no sufra averías por tensiones superiores a su tensión pico.

Las ecuaciones 41 y 42 indican el número de paneles máximo y mínimo que deben ir en serie en todo el campo solar, teniendo en cuenta los valores máximos y mínimos de la ventana del inversor y la tensión del panel en condiciones estándar de medida.

$$N_{smin} = \frac{V_{minp\ dc}}{V_{pmp}(G_{st}, T_a = 25^{\circ}C)} \quad (41)$$

$$N_{smax} = \frac{V_{maxp\ dc}}{V_{mpm}(Gst, Ta = 25^{\circ}C)} \quad (42)$$

Reemplazando en las ecuaciones (41) y (42) se tiene que  $N_{smax} = (V_{mpp} (25)) = 26,78$  paneles,  $N_{smin} = (V_{mpp} (25)) = 17,04$  paneles. Para calcular el número de paneles en paralelo se tiene en cuenta la máxima corriente admisible por el inversor en este caso 625 A,  $\Rightarrow I_{scg} < I_{max\ dc, inv}$ .

$$N_{pmax} = (I_{max\ dc, inv})/I_{scp}(t_{max}) \quad (43)$$

La condición más desfavorable de corto circuito se da cuando el SFSCR opera en la máxima temperatura, en este caso 30°. Reemplazando en la ecuación (43) se obtiene que  $N_{pmax} = (I_{sc} (30)) = 66,7$  Paneles.

Voc (0) = 40, 69 Volts, Isc (30) = 9,227 Amp, Nsmin = (Voc (0)) = 24, 62 paneles  
 Nsmax = (Vmpp (25)) = 26, 78 paneles, Nsmin = (Vmp (25)) = 17, 04 Paneles Npmax = (Icc (30)) = 66, 7 Paneles.

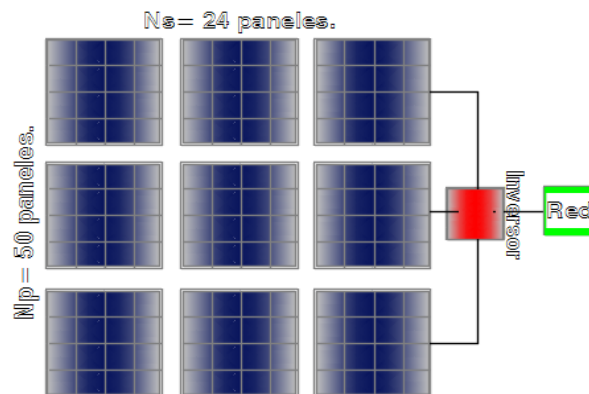
En vista de que el área de los terrenos o el área de la cubierta, puede tener diferentes valores de longitud y diferentes valores de ancho para una misma potencia de generación, Se puede elegir una adecuada configuración teniendo en cuenta las diferentes alternativas, en las que el generador puede operar en condiciones de máxima potencia a fin de cumplir no solo con el área del terreno, sino además con las condiciones de longitud y ancho. Para esto se introduce un nuevo concepto, llamado ventana del generador que nos da una idea generalizada de cómo pueden cambiar las dimensiones del SFSCR conservando la ventana del inversor.

**Tabla 29:** Alternativas de Configuración del SFCR.

Alternativa	Pgen KW	Np	Ns
1	300	24	50
2	299	23	52
3	302,5	22	55
4	299,2	21	57

De la tabla 29, se puede conservar aproximadamente una misma área y valores aproximado de una misma potencia que seguramente dan diferentes valores de ancho y longitud. Para el de ésta monografía, caso la potencia es de 300kW cumple con la alternativa 1, asumiendo que se cumple con los valores de área, longitud y ancho sobre la cubierta del edificio comercial. La mejor opción para el arreglo de los paneles es como el que se ilustra en la Figura 111.

**Figura 111:** Configuración del FV.



La Figura 112 ilustra la tensión del campo solar para cada una de las alternativas ilustradas en la Tabla 29 y la posición que ocupan en la ventana del inversor, viéndose que algunas están la zona media, zona baja y zona alta y los valores para cada alternativa se muestran en la Tabla 30.

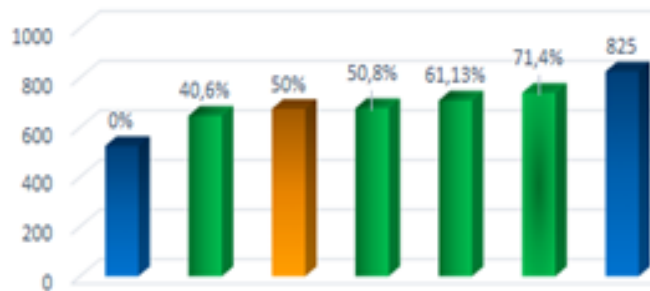
**Figura 112:** Tensiones del FV para cada alternativa (V).



**Tabla 30:** Valores de tensión en el SFCR.

Vpmin	V4gen	Vmed,dc	V3gen	V2gen	V1gen	Vpmax,dc
525	646,8	675	677,6	708,4	739,2	825

**Figura 113:** % de tensiones en el inversor para cada alternativa (V).



En este caso, el FV trabaja en la zona alta del inversor y se garantiza que el equipo sea confiable por tensiones en cualquier condición de operación del generador. La correcta configuración de un inversor tiene en cuenta aspectos como:

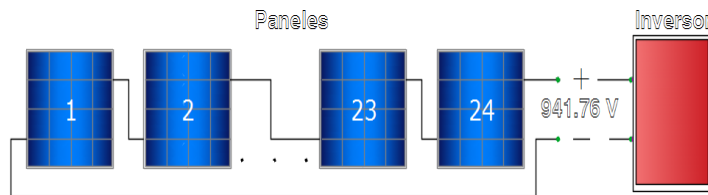
- La ubicación de los módulos.
- Inversión y rendimientos económicos deseados.
- Espacios disponibles.
- Adecuada relación de potencia entre generador e inversor.

## 7.2 CÁLCULOS DE LAS TENSIONES MÁXIMAS Y MÍNIMAS

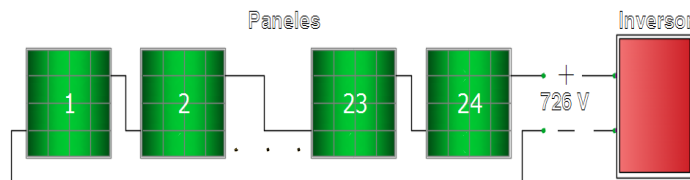
El cálculo de las tensiones máximas y mínimas se presenta en condiciones extremas de temperatura. Considerando una temperatura de 10 °C en días con granizo se tiene de la ecuación (12) y (13) que:

$V_{oc} (10) = 39,24 V$  y la condición mínima de temperatura es en operación normal en la más alta temperatura del año  $V_{mp} (30) = 30,25 V$ , Ver Figura 114 y 115.

**Figura 114:** Tensión máxima FV en un día con granizo operando fuera de la ventana del inversor.

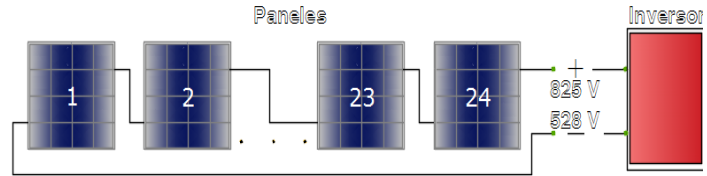


**Figura 115:** Tensión mínima SFV en un día con máxima temperatura operando dentro de la ventana del inversor.



En la Figura 116, con certeza el generador opera fuera de la ventana del inversor, para esto es necesario que el inversor una vez pasada ésta condición, obligue al generador a entrar en la zona de máxima potencia por medio de algunos de los algoritmos de búsqueda antes mencionado.

**Figura 116:** Tensiones ventana del inversor, óptima operación del SFV.



En la figura 108, el generador opera fuera de la ventana del inversor, para esto es necesario que el inversor una vez pasada ésta condición, obligue al generador a entrar en la zona de máxima potencia por medio de algunos de los algoritmos de búsqueda antes mencionado.

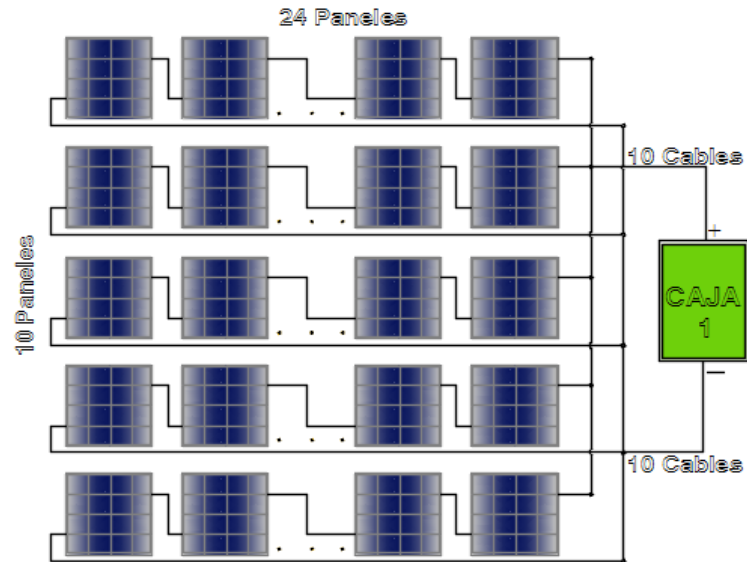
### 7.3 SELECCIÓN DE CABLES

Los cables en corriente continua antes del inversor se calculan con la siguiente ecuación:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{sc}}{56 \cdot \Delta v_c \cdot V_{dc}} \quad (44)$$

El cable seleccionado debe garantizar una caída de tensión de  $\Delta v = 1,5\%$  en la distribución de corriente continua  $\Delta v = 1,5\%$  en la distribución de la corriente alterna, para esto se puede agrupar el sistema en 5 grupos de conexión, como se ilustra en la siguiente Figura 117.

**Figura 117:** Primer Grupo de conexión SFV.



$L =$  Longitud promedio desde el panel más lejano hasta la caja = 35 m.

$\Delta v_c =$  Caída de tensión del 1.5%

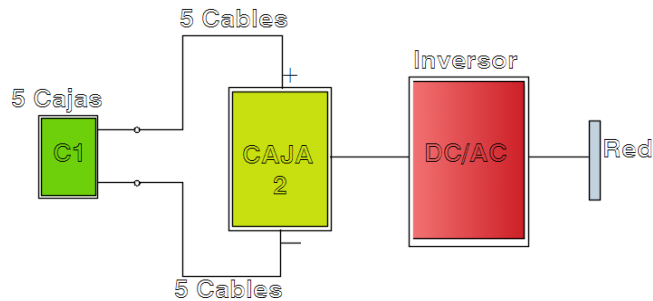
56 = Valor de la conductividad del elemento que forma el conductor, y su unidad es en  $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$

De la ecuación (1.41) se tiene que:

$$S_{dc} = 0.993 mm^2$$

Para este tramo 1, la sección normalizada en Colombia por encima a este valor es:  $2.08 mm^2$  ó un #14 XLP. La Figura 118 muestra el esquema de conexiones y en cada caja de conexión y grupos de cables que salen de cada una de ellas.

**Figura 118:** Esquema de conexión y caja de conexión de generador fotovoltaico.



$L = \text{Longitud promedio desde } C1 \text{ hasta } C2 = 25 \text{ m}$

$I_{sc} = 88.1 \text{ A}$  para el grupo de 10 paneles en paralelo que llegan a C2

$$S_{dc} = 9.24 \text{ mm}^2$$

Para este tramo 2, la sección normalizada en Colombia por encima a este valor es:  $13,29 \text{ mm}^2$  ó #6 XLP. Para el tramo 3, comprendido entre C2 y el inversor, se tienen en cuenta el número de 50 paneles en paralelo, que representa la cantidad de paneles que está viendo o llegando a la caja de conexión.

$L = \text{Longitud desde } C2 \text{ hasta inversor} = 5 \text{ m}$

$I_{scp} = 440,5 \text{ A}$  para el grupo de 50 paneles en paralelo que llegan a C2

$$S_{dc} = 7,09 \text{ mm}^2$$

Para este tramo 2, la sección normalizada por encima a este valor es:  $13,29 \text{ mm}^2$  ó # 6 XLP una vez obtenido los conductores en cada tramo por regulación, se busca si realmente cumplen por corriente, de no cumplir por corriente entonces se seleccionan aquellos que cumplan.

De todos los tramos anteriores el único que no cumple por corriente es el tramo 3, según la gamma de XLP de fabricación en Colombia el conductor elegido es el  $126,67 \text{ mm}^2$  ó 250 XLP ó en su efecto 2 conductores que reduzcan la corriente a la mitad 2#1/0 XLP.

El tramo 4, es la distancia comprendida entre el inversor y la conexión a red para la distribución como lo ilustra la figura 113 y se calcula en corriente alterna trifásica y la ecuación es:

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{3ac}}{56 \cdot \Delta v \cdot V_{3ac}} \quad (45)$$

$L = \text{Longitud desde Inversor hasta conexión a Red de distribución} = 5\text{m}$

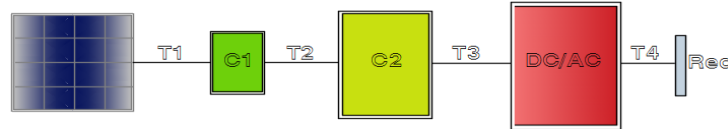
$I_{3ac} = \text{Corriente trifásica despues del inversor} = 433,01\text{A}$

$$I_{3ac} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_l \cdot \cos\phi} \quad (46)$$

donde,  $V_l = 739,2 \text{ Vac}$ ,  $P = 300\text{kW}$  y  $\text{Cos}\phi = 1$

En este tramo 4, el conductor se selecciona por corriente  $I_{3ac} = 234.31 A$  y el conductor elegido es:  $1\#53,5mm^2$  equivalente a  $1\#1/0$  XLP por fase.

**Figura 119:** Tramos de cables en el SFCR.



La Tabla 31 muestra los conductores por cada uno de los tramos y sus secciones de acuerdo a la Figura 119.

**Tabla 31:** Tabla de conductores por tramo.

	1		2		3		4	
Tramo	2,08mm	#14 XLP	13,29 mm	#6 XLP	126,67 mm	# 250 XLP	53,5 mm	1#1/0 XLP

#### 7.4 SELECCIÓN DE PROTECCIONES

Los elementos de la protección, son los encargados de brindar la seguridad en la instalación fotovoltaica y en las personas, a fin que la instalación tenga un buen funcionamiento y se minimicen los riesgos por operación en el SFCR. En la selección de las protecciones, sucede al igual que la selección de cables en cuanto a cada tramo se refiere, desde el sistema de generación fotovoltaico hasta el punto de entrega y conexión a red. La selección de fusibles en módulo solares se basa en el siguiente criterio.

$$I_{2\leq} 1.45 \cdot I_Z \quad (47)$$

$I_B$  = Corriente de Utilización (Hace parte de las características o de las fichas técnicas)

$I_N$  = Corriente nominal del dispositivo de protección (Es corriente nominal de ficha técnica)

$I_2$  = Corriente máxima por elemento a proteger.

$I_z$  = Corriente que asegura la operación del dispositivo.

Para el tramo 1 desde el generador hasta la caja 1 de conexión de subgrupos se seleccionan fusibles que cumplan con la ecuación (46) y (47) para esto se tiene que:

$$8.12 A \leq 10 A \leq 13.65 A$$

Sea 8.12 A, la corriente en el punto de máxima potencia del panel que atraviesa cada grupo serie de paneles.

Sea 10 A, la corriente nominal del fusible.

Sea 13.65 A, la corriente de máxima del fusible.

La ecuación (47) se cumple generalmente para los interruptores termomagnético. Para comprobar, si la dimensión del fusible es la correcta, se calcula la corriente de fusión y se comparan los resultados. Entonces con base a lo anterior se tiene que:

$$I_2 = 1.6 * I_N \quad (48)$$

$$I_2 = 16 A$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_z \Rightarrow 16 A \leq 19.8 A$$

Con base en los resultados, el fusible de 10 A en corriente nominal cumple con ambas condiciones, por consiguiente, el grupo de conexiones en series de los módulos fotovoltaicos se protegen con fusibles de 10 A en la caja 1 o subgrupo de conexión.

En el tramo 2, como lo ilustrado en la Figura 119, comprendido entre la caja de subgrupos y la caja de conexión del generador fotovoltaico o caja 2 se instalan un dispositivo de protección contra sobretensiones, Interruptor termo magnético y un fusible.

El descaragador de sobretensiones pueden ser de dos clases, clase 1 y clase 2; Los de clase 1 se instalan en la extremidades de las líneas exteriores de la instalación fotovoltaica, ésta sirve para proteger contra impactos directos de rayos que puedan afectar la instalación. El descaragador de clase 2, se utiliza en la protección de las redes de alimentación fotovoltaicas, para proteger contra sobretensiones, debido a descargas atmosféricas indirectas que inducen una sobretensión cuando se producen a una distancia dada de la instalación. En este caso la elección del descaragador de sobretensiones se hace con base en las tensiones máximas que se pueden presentar en la instalación, por consiguiente las condicione más desfavorable o de máxima tensión es a 0º C en condiciones de circuito abierto, este valor es 977 Volts, de este modo el valor del descaragador debe ir en el orden de esta tensión alrededor de los 1000 Volts DC.

En la caja 2 es donde se conectan todas las cajas de conexión, llegan 5 grupos de conexiones cada uno con 10 subgrupos de conexión, el interruptor termo magnético es el encargado de proteger cada uno de los 5 grupos principales de conexión que conectan todo el sistema. La corriente es  $I_{scp}(10\text{paneles}) = 88.1 A$ . Se instalan 5 interruptores en el orden de ésta corriente ó el inmediatamente superior a este valor disponible en el mercado y que aguante la máxima tensión de servicio. Cada interruptor de estos protege a 10 subgrupos aislándolos para asuntos de mantenimiento cuando se requiera.

Para la selección del fusible se hace con bases en las ecuaciones (46) y (47) de igual modo que para el subgrupo de 10 ramales o subgrupos de conexión, donde la  $I_{mp}(10\text{ paneles}) = 81.2 A$  ó  $I_B = 81.2 A$  se busca el fusible y se aplican los mismos criterios en este orden de ideas para este valor aproximado de corriente. El fusible a seleccionar es de 100 A, donde la corriente de fusión es  $1.35I_N$ .

$$81.2 \leq I_N \leq 129,108$$

$$I_2 \leq 1.45I_Z$$

$$I_2 = 1.6 * I_N$$

$$145 \leq 187.206$$

De acuerdo a los cálculos, se seleccionan fusibles de 100A en cada línea del tramo entre la caja de conexión de subgrupo y la caja de conexión de generador fotovoltaico. A cada caja de subgrupo llegan 20 cables correspondiente a los 10 ramales en paralelo, los 10 ramales se protegen con un fusible de 10 A, en la salida de la caja de subgrupo se instala la protección contra sobretensiones y el interruptor seccionador en cada cable correspondiente al tramo 2, en total son 5 protecciones contra sobretensiones y 5 interruptores seccionadores.

El tramo 3, correspondiente entre la caja de conexión de generador fotovoltaico y el inversor está compuesto por dos conductores uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa que salen desde la caja 2 y llegan hasta el inversor este tramo consta de las siguientes elementos de protección.

- **Controladores permanentes de aislamiento:** Son protecciones de circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra.

Se encuentra conformado por dispositivos; un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

- ✓ **Vigilante de aislamiento:** Este realiza una medición continua del aislamiento entre el circuito con polaridad positiva y el circuito con polaridad negativa, en el justo momento en que esta medida de la resistencia de aislamiento entre ambos conductores es menor a un valor establecido inmediatamente envía una señal al interruptor de continua para desconexión del circuito esto es lo que se le conoce técnicamente como un 'FAC

VIGILANTE DE AISLAMIENTO' usualmente usado en instalaciones fotovoltaica y eólicas.

- ✓ **Interruptor de corriente continua:** Este abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento, haciendo la desconexión del inversor y drenando la sobrecarga a tierra del sistema, así se pueden disminuir los riesgos del personal encargado en la instalación. A este elemento se le conoce técnicamente como 'INFAC'.
  
- **Interruptor magneto térmico:** Esto hace alusión a la protección magneto térmica, la maniobra de esto se realiza por pequeñas sobre corrientes prolongadas haciendo que actúe la protección térmica, cuando son sobre corrientes de corto tiempo pero elevadas actúa la protección magnética. La selección es de la misma forma con base en las ecuaciones (1.44) y (1.45). En este caso se tiene que la corriente total  $I_{mmp}(50 \text{ paneles}) = 406 \text{ A}$ .

$$406 \text{ A} \leq I_n \leq 588.7 \text{ A}$$

La corriente nominal del interruptor debe estar entre estos valores y debe cumplir con que  $I_2 \leq 1.45 * I_z$ , para un interruptor de 500 A se cumple que  $I_2 = 1.6 * 500 = 800 < 853 \text{ A}$ , por tanto el interruptor a seleccionar para este tramo es de 500 A.

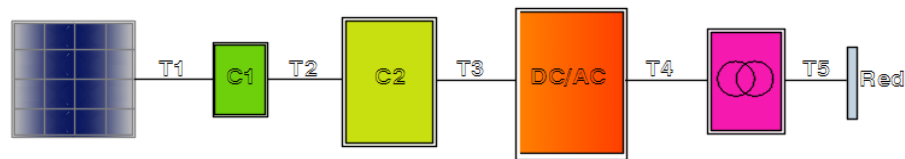
La caja donde se instalan estos elementos de protección debe tener un IP de 30 con dimensiones aproximadas de 1000 x 550 x 160, con entradas para canalizaciones, para instalar en superficies y también empotrables, debe tener un cierre con llave y permitir hacer maniobras oportunas. A ésta llegan 10 cables, 5 con polaridad positiva y 5 con polaridad negativa y en su salida salen dos cables al inversor, uno con polaridad positiva y uno con polaridad negativa.

El tramo 4, es la protección de corriente alterna y se localiza aguas abajo del inversor, la corriente que circula por este tramo tiene un valor dada por la ecuación (45)

$$I_{3ac} = 247.43 \text{ A}$$

El interruptor termomagnético a seleccionar es de 300 A y debe cumplir con las condiciones de la ecuación (1.44) y (1.45). La figura 114 ilustra cada uno de los tramos y cajas de conexión desde el punto de generación hasta el punto de conexión y entrega en la red. La figura 120 muestra el número total de tramos.

**Figura 120:** Tramos en un SFCR de conexión a red.



La configuración de inyección a la red más apropiada se hace mediante un transformador elevador Y -  $\Delta$  a 13.2 KV, en donde, lo ideal sería conectar el neutro del transformador al neutro de las redes de distribución; Pero la red de distribución en la ciudad de Bucaramanga está compuesta por tres fases, en algunas otras ciudades se cuenta con un neutro multiaterrizado en toda su extensión en la red de distribución. Para este caso, la selección de equipos es simplemente conceptual y por características técnicas, lo que se busca es que el equipo cumpla con los requisitos técnicos, cuando se abarcan temas de licitación y especificación de equipos se puede ir más en detalle y revisar la oferta de mercado a nivel nacional para seleccionar equipos específicos.

## CONCLUSIONES

- **Para un buen dimensionamiento en el desarrollo de la metodología aquí ilustrada de los potenciales de generación de consumo y entrega a la red se puede considerar aspectos fundamentales como:**
  - La obtención de los datos de irradiancia aplicados en la metodología son fundamentales pues estos dan una proyección estimada para los cálculos energéticos de potencia eléctrica para los potenciales de generación, autoconsumo y ventas de excedentes a la red.
  - Tener en cuenta aspectos fundamentales como la temperatura y sus variaciones durante el día y durante los meses, Esto permite obtener un modelado más exacto del comportamiento de los paneles y su rendimiento con respecto a la energía generada y entregada, ya que a medida que aumenta la temperatura las pérdidas por temperatura también aumentan afectando así el rendimiento; mientras que si disminuye la temperatura las pérdidas también disminuyen logrando así una mayor generación de energía para ser entregada a la red de distribución.
  - El factor más preponderante en la producción de energía eléctrica es la radiación ya que la componente de la corriente en cortocircuito aumenta directamente proporcional a ésta, entre más existan días soleados y la radiación directa efectiva incidente sea mayor, se tendrán mayores niveles de energía para inyectar al sistema. Esto es, debido a que el autoconsumo permanece casi invariable entonces sucede que si hay exceso de energía los excedentes son vendidos a la red, teniendo así una buena retribución.
  - El rendimiento del panel se ve afectado por múltiples razones como se mencionaron sus pérdidas en el FV, pero es sugerible constantemente hacer limpiezas para evitar así pérdidas por polvo y humedad, que en grandes dimensiones se puede ver afectado por estas causas.

- Inclinación de los paneles en tres posiciones como lo muestra la metodología es clave para conservar un buen rendimiento del desempeño, pues si se dejan fijos pueden haber pérdidas espectrales y por reflectancia las cuales interfieren en un óptimo rendimiento para alcanzar un alto potencial de generación.
- Las lluvias favorecen la radiación y la productividad del generador cuando hacen la labor de limpieza en el panel, una vez caen las lluvias y sale el sol el rendimiento aumenta dando mejores niveles de productividad.
- El cálculo del consumo debe hacerse con base en las normas estimadas y la clase de artefactos eléctricos que hayan en el edificio comercial, luego así después de tener toda la carga instalada se procede a diversificarla o demandarla esto da una proyección aproximada a la realidad del potencial de consumo por parte del edificio comercial donde se van a instalar el SFCR.
- **Para el cálculo y dimensionado de los equipos que componen un SFCR se tiene que:**
  - Seleccionar los conductores con el método ilustrado, hace que las pérdidas por calor no sean tan altas por las secciones de los cables, además los cables XLP dan mucha seguridad eléctrica y pueden funcionar muy bien cuando son sometidos a condiciones extremas de temperatura o húmeda.
  - La selección del inversor debe hacerse siguiendo parámetros que garanticen la correcta operación del SFCR, debe estar compuesto por varias características como una buena eficiencia lo que hace que la energía en DC en la entrada sea convertida casi en su totalidad en AC para el autoconsumo e inyección a la red. Además debe contar con modo de operación anti-island, pues esto le da seguridad eléctrica a la red evitando así que el sistema opere cuando el circuito es sacado de operación.

- El número de paneles en serie aumenta la tensión en el sistema, en cambio, cuantas filas de paneles se conecten al campo fotovoltaico se verá reflejado en la corriente total, aumentando la potencia con el aumento de la corriente y la tensión con el aumento de paneles en serie.
- El inversor debe ser el componente capaz de fijar las tensiones de operación, y para que el sistema pueda operar correctamente en el punto de máxima potencia los paneles en serie deben ir dimensionados acorde con la ventana del punto de máxima potencia del inversor, así se puede dar un alto grado de seguridad en la operación del punto de máxima potencia aun cuando puedan haber condiciones climáticas desfavorables que puedan sacar al sistema de la zona de confort.
- La selección de las protecciones, cables y cajas de conexión debe hacerse basada con la coordinación de fusibles e interruptores y criterios de regulación para los cables que cumplan con la norma y evitar así altas pérdidas por efecto joule y caídas de regulación, por eso es de vital importancia analizar el SFCR por tramos de conexión.
- En un sistema de autoconsumo la energía generada es para el consumo propio, por consiguiente si se genera más de lo que se consume habrán unos excedentes de energía que se le pueden inyectar a la red. si la energía generada es menor que la que se consume, entonces la instalación de la edificación se verá obligada a extraer de la red.
- El dimensionamiento de todos los tramos, se hace tal que los cables puedan aguantar las máximas corrientes, esto es, cuando la radiación alcanza valores elevados (días totalmente soleados).
- Pensar en la reconfiguración del campo fotovoltaico puede ser una buena opción, si se trata de mejorar la estabilidad y la confiabilidad del servicio. Siempre y cuando existan los recursos para ejercer el control de todo el SFCR.

- Las conexiones en modo feed in tariff deben ser instaladas pero de manera muy planificada sino se planifica puede causar desorden en la red, porque en este modo de operación se le paga al generador o al dueño del generador por la cantidad de energía producida.
- Al momento de introducir o inyectar potencia a las redes de distribución urbanas se sugiere inyectar en modo net metering o sistema con autoconsumo, donde se le paga al dueño del generador por las excedentes producidas. El autoconsumo permite tener un control más planificado en el aumento de estas instalaciones FV.
- Los FV conectados en una red de distribución radial pueden ayudar a mejorar los índices de calidad, sobre todo en los usuarios donde se encuentran conectados estas fuentes. También ayudan a mejorar las tensiones en la red de distribución cuando los FV están conectados en los puntos más alejados.
- Cuando haya interrupciones en el servicio, si en el lugar de autoconsumo se dispone de un FV pueden funcionar los equipos sean electrodomésticos, iluminación y si es para altas potencias hasta máquinas industriales pueden tener sus arranques con tal que no pare la industria o la producción.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Instituto geográfico Agustín Codazzi. IGAC (2016, Marzo 10). Disponible en <http://www.igac.gov.co/igac>
- [2] Sitio Solar. (2013, Junio 20). Disponible en <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>
- [3] STACKHOUSE, Paul W. Jr. PhD. (2016, Marzo 01) Disponible en <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>
- [4] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. IDEAM, 2014 Disponible en <http://www.ideam.gov.co/>
- [5] PEREZ GARCIA, José Javier. Parque solar fotovoltaico de 1.9 MW en UTRERA Sevilla España. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2007.
- [6] SANCHEZ MAZA, Miguel Ángel. Energía solar fotovoltaica. México, 2012.
- [7] MARTINEZ DE LAS MORENAS, Jaime Alonso y BLANCO SARDINERO, Israel. Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. Departamento de ingeniería eléctrica universidad carlos III Madrid España, 2013.
- [8] FERNANDEZ SALGADO, Jose María. Compendio de energía solar. Madrid España, 2010.
- [9] PERPIÑAN LAMIGUEIRO, Oscar; COLMENAR SANTOS, Antonio y CASTRO GIL, Manuel Alonso. Diseño de sistemas fotovoltaicos Madrid, 2012.
- [10] AGUILAR, J.D y PEREZ, P.J. Cálculo de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red. Escuela Politécnica superior de Jaén. España, 2014.

- [11] ORMAECHE BALLESTEROS, Clara y SALAS MERINO, Vicente. Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 KW Universidad Carlos tercero febrero. Madrid España, 2012.
- [12] ALONSO ABELLA, Miguel y CHELO, Faustino. “Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. Anexo III. Madrid, 2003.
- [13]MIREZ TARRILLO, Luis. PhD on Physics October 2016. Disponible en <https://jmirez.wordpress.com/2013/06/05/j585-componentes-de-la-radiacion-solar/>
- [14]BLASCO JOGA, Francisco. Consultor energético Disponible en <http://calculationsolar.com/blog/>
- [15] ALONSO ABELLA, Miguel y CHELO, Faustino. “Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. Anexo II: Geometría Solar”. Madrid 2003.
- [16] VELASCO-QUESADA, Guillermo; GUINJOAN-GISPERS, Francisco; PIQUE-LOPEZ, Robert ROMAN-LUMBRERAS, Manuel y CONESA-ROCA, Alfonso. Electrical PV Array Reconfiguration Strategy for Energy Extraction Improvement in Grid-Connected PV Systems. IEEE, 2009.
- [17] RANGEL ROMERO, Francisco y SIDRACH DE CARDONA, Mariano. Proyecto de instalación de sistema fotovoltaico conectado a red para autoconsumo en vivienda unifamiliar. Universidad Internacional de Andalucía, 2013.
- [18] RENE, David. Global Estatus Report Renewables, REN 21. París France, 2016.
- [19]Unidad de Planeación Minero Energética. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá, UPME, 2015.

[20] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía en Instalaciones de Energía Solar. Fotovoltaica Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Madrid. IDAE, Julio 2011.

[21] AGUILAR AGUIRRE, Jorge Alberto. Ensayos en Módulos Fotovoltaicos bajo normas IEC y ASTM. El salvador 2014.

[22] SOLARTEC S.A, disponible en <http://www.sitiosargentina.com.ar/fabricas-de-paneles-solares-en-argentina/>.

## BIBLIOGRAFÍA

AGUILAR AGUIRRE, Jorge Alberto. Ensayos en Módulos Fotovoltaicos bajo normas IEC y ASTM. El salvador 2014.

AGUILAR, J.D y PEREZ, P.J. Cálculo de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red. Escuela Politécnica superior de Jaén. España, 2014.

ALONSO ABELLA, Miguel y CHELO, Faustino. “Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. Anexo III. Madrid, 2003.

ALONSO ABELLA, Miguel y CHELO, Faustino. “Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. Anexo II: Geometría Solar”. Madrid 2003.

BLASCO JOGA, Francisco. Consultor energético Disponible en <http://calculationsolar.com/blog/>

FERNANDEZ SALGADO, Jose María. Compendio de energía solar. Madrid España, 2010. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. IDEAM, 2014 Disponible en <http://www.ideam.gov.co/>

INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI. IGAC (2016, Marzo 10). Disponible en <http://www.igac.gov.co/igac>

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA EN INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR. Fotovoltaica Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Madrid. IDAE, Julio 2011.

MARTINEZ DE LAS MORENAS, Jaime Alonso y BLANCO SARDINERO, Israel. Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. Departamento de ingeniería eléctrica universidad carlos III Madrid España, 2013.

MIRES TARRILLO, Luis. PhD on Physics October 2016. Disponible en <https://jmirez.wordpress.com/2013/06/05/j585-componentes-de-la-radiacion-solar/>

ORMAECHE BALLESTEROS, Clara y SALAS MERINO, Vicente. Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 KW Universidad Carlos tercero febrero. Madrid España, 2012.

PEREZ GARCIA, José Javier. Parque solar fotovoltaico de 1.9 MW en UTRERA Sevilla España. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2007.

PERPIÑAN LAMIGUEIRO, Oscar; COLMENAR SANTOS, Antonio y CASTRO GIL, Manuel Alonso. Diseño de sistemas fotovoltaicos Madrid, 2012.

RANGEL ROMERO, Francisco y SIDRACH DE CARDONA, Mariano. Proyecto de instalación de sistema fotovoltaico conectado a red para autoconsumo en vivienda unifamiliar. Universidad Internacional de Andalucía, 2013.

RENE, David. Global Estatus Report Renewables, REN 21. París France, 2016.

SANCHEZ MAZA, Miguel Ángel. Energía solar fotovoltaica. México, 2012.

Sitio Solar. (2013, Junio 20). Disponible en <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>

SOLARTEC S.A, disponible en <http://www.sitiosargentina.com.ar/fabricas-de-paneles-solares-en-argentina/>.

STACKHOUSE, Paul W. Jr. PhD. Recuperado el 01 de marzo del 2016 en:  
<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>

Unidad de Planeación Minero Energética. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá, UPME, 2015.

VELASCO-QUESADA, Guillermo; GUINJOAN-GISPERT, Francisco; PIQUE-LOPEZ, Robert ROMAN-LUMBRERAS, Manuel y CONESA-ROCA, Alfonso. Electrical PV Array Reconfiguration Strategy for Energy Extraction Improvement in Grid-Connected PV Systems. IEEE, 2009.

