



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Estudio de factibilidad técnica y viabilidad financiera asociada a la implementación de la energía solar fotovoltaica en la pequeña y mediana industria. Estudio de caso en industrias VEVALCA Mérida - Venezuela

Br. Anthony J. Sánchez G.

Mérida, Junio, 2022

Reconocimiento-No comercial- Compartir igual



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Estudio de factibilidad técnica y viabilidad financiera asociada a la
implementación de la energía solar fotovoltaica en la pequeña y
mediana industria. Estudio de caso en industrias VEVALCA Mérida -
Venezuela

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista

Br. Anthony J. Sánchez G.
Tutor(es): PhD. Marisol D. Calderón
Asesor: PhD. Juan C. Rojas Z.

Mérida, Junio, 2022

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Estudio de factibilidad y viabilidad financiera asociada a la implementación de la energía solar fotovoltaica en la pequeña y mediana industria. Estudio de caso en industrias VEVALCA Mérida - Venezuela

Br. Anthony J. Sánchez G.

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

Ing. Marco A. Molina P.

Ing. Arlex J. Cáliz M.

PhD. Marisol D. Calderón.

DEDICATORIA

A mi madre Gladys Ganado y a mi padre Antonio Sánchez quienes con mucho sacrificio han hecho posible este logro y me han dado todo su apoyo durante mi carrera. Son los mejores padres del mundo.

A mis hermanas Tatiana y Mayher que desde siempre me han apoyado y han estado para mí.

Sin ustedes, esta meta no se hubiese hecho realidad

¡Gracias!

AGRADECIMIENTOS

A **Dios Todopoderoso**, por darme la salud, fuerza, esperanza y sabiduría, quien me guía por el buen camino y me ayuda a encarar y superar las adversidades que se presentan.

A **mi mamá** y a **mi papá**, por su amor puro, sincero e incondicional, quienes me han ayudado y apoyado siempre para ser una mejor persona y dar lo mejor de mí. Me han enseñado principios, valores, a tomar buenas decisiones y a luchar por mis metas.

A **mi tutora, profesora Marisol Dávila**, por permitirme desarrollar esta investigación, sus aportes y consejos. A **mi tutor, profesor Juan Carlos Rojas**, por su paciencia, impartirme sus conocimientos y orientarme en la realización de esta investigación. **Al profesor Marco Molina** y **al Ing. John Díaz** por su asesoría técnica en el área de sistemas solares fotovoltaicos.

Al **Ing. Paul Rodríguez**, quien me ayudó en la recolección de datos necesarios para el desarrollo de este trabajo, así como **al personal administrativo y técnico de VEVALCA** que de una u otra manera aportaron datos relevantes para el mismo.

A **mis familiares y amigos**, especialmente a **mi primo Tito Libio Ramírez** por apoyarme desde el comienzo de mi carrera y a **mi novia Jackelin Olivar**, por estar siempre presente, apoyarme en el desarrollo de este trabajo y en muchos otros de mis proyectos personales.

A **la ilustre Universidad de los Andes**, por permitirme vivir una bonita experiencia como estudiante, y formarme con educación de calidad. A **los profesores de la Escuela de Ingeniería Eléctrica**, quienes me brindaron las herramientas necesarias durante mi camino como estudiante de ingeniería eléctrica para culminar con éxito esta carrera maravillosa.

A TODOS USTEDES, ¡MUCHAS GRACIAS!

Anthony J. Sánchez G. Estudio de factibilidad técnica y viabilidad financiera asociada a la implementación de la energía solar fotovoltaica en la pequeña y mediana industria. Estudio de caso en industrias VEVALCA Mérida - Venezuela. Universidad de Los Andes. Tutor: PhD. Marisol D. Calderón. Asesor: PhD. Juan C. Rojas Z. Junio 2022.

RESUMEN

En este trabajo se analiza la factibilidad técnica y la viabilidad financiera de implementar un sistema solar fotovoltaico en la pequeña-mediana industria. Para esto se escogió una pequeña industria en la ciudad de Mérida – Venezuela (VEVALCA) con el fin de cuantificar la potencia de sus equipos y consumo energético mensual mediante en base a mediciones prácticas y valores de facturas eléctricas del año de producción 2014-2015 (uno de los años con mayor volumen de producción) para dimensionar dos sistemas solares fotovoltaicos: uno para el respaldo energético total de la industria y otro para el respaldo energético de la línea de producción de medicamentos inyectables, aires acondicionados y equipos de servicios críticos. Ambos casos se dimensionan para una autonomía de tres horas. Para desarrollar el dimensionamiento, se realiza un estudio de mercado con el objetivo de determinar los equipos que se pueden considerar para el proyecto, así como su costo y valor de importación en dólares americanos (USD). Una vez calculados ambos sistemas, se realizan los cálculos métricos que reflejan el costo de inversión para la implementación de cada proyecto. Posteriormente se realiza el estudio de viabilidad financiera en base a dos metodologías: el costo anual uniforme equivalente (CAUE) y el costo de la hora de facturación, este último se desarrolla en base a las unidades facturadas para el año de producción 2014-2015 que facilitó la gerencia de la empresa. Finalmente se realiza un breve análisis de impacto ambiental para realizar comparaciones entre la cantidad de gases de efecto invernadero que genera la red eléctrica, el grupo electrógeno instalado en la industria y el sistema solar fotovoltaico de respaldo total dimensionado.

Descriptor: panel solar, sistemas solares fotovoltaicos, energías alternativas, instalaciones fotovoltaicas en la industria.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1 USO DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL AUTO-CONSUMO DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA INDUSTRIA	4
1.1 ANTECEDENTES	4
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
1.3 JUSTIFICACIÓN	9
1.4 OBJETIVOS	11
1.4.1 Objetivo General.....	11
1.4.2 Objetivos Específicos	11
1.5 METODOLOGÍA.....	11
1.6 ALCANCES	12
1.7 LIMITACIONES	13
CAPITULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS	14
2.1 ENERGIAS RENOVABLES	14
2.2 ENERGÍA SOLAR EN VENEZUELA.....	15
2.3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	15
2.4 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS (SFV)...	16
2.5 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN SISTEMA SFV AUTÓNOMO	16
2.5.1 El módulo solar.....	16

2.5.2	El regulador	17
2.5.3	Sistema de almacenamiento	17
2.5.4	El inversor	17
2.6	DISEÑO DE UN SISTEMA SFV AUTÓNOMO	18
2.6.1	Hora solar pico	18
2.6.2	Clasificación de la radiación solar.....	19
2.6.3	Orientación de los módulos solares fotovoltaicos	20
2.6.4	Efectos de las sombras.....	20
2.6.5	Estructuras de soporte.....	20
2.6.6	Pérdidas en los sistemas SFV	20
2.6.7	Protección y puesta a tierra.....	21
2.6.8	Ecuaciones	21
2.7	COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS SFV	24
2.8	COSTOS DE UN SISTEMA SFV	25
2.9	NORMATIVAS QUE REGULAN LOS SISTEMAS SFV	26
CAPITULO 3 METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS SFV EN LA PEQUEÑA-MEDIANA INDUSTRIA.....		27
3.1	DIAGNÓSTICO INICIAL DE LA INDUSTRIA	27
3.2	CARACTERIZACIÓN DEL CONTEXTO GEOGRÁFICO.....	28
3.2.1	Ubicación geográfica del emplazamiento.....	29
3.2.2	Consideración de las sombras.....	29
3.2.3	Cuantificación de la radiación solar en el emplazamiento	30
3.3	CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA.....	30
3.3.1	Medición individual de la energía eléctrica consumida por cada equipo.....	30
3.3.2	Medición de la energía eléctrica total demandada por la industria	31

3.4	CONSIDERACIONES ESPECIALES.....	32
3.4.1	Arrancadores para equipos con elevada corriente de arranque	32
3.4.2	Compensación reactiva.....	33
3.5	ESTUDIO DE MERCADO DE LOS equipos para el sistema SFV	34
3.6	DIMENSIONAMIENTO.....	34
3.7	RESUMEN DE LA METODOLOGÍA	34
CAPITULO 4 EVALUACIÓN DE SOLUCIONES TÉCNICAS Y FINANCIERAS EN EL USO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....		36
4.1	DIAGNÓSTICO INICIAL DE VEVALCA.....	36
4.1.1	¿Qué es VEVALCA?.....	36
4.1.2	Análisis de la distribución e infraestructura	36
4.1.3	Sistema de respaldo actual y distribución eléctrica	37
4.1.4	Producción y uso de la energía.....	37
4.2	CARACTERIZACIÓN GEOGRÁFICA DE VEVALCA	38
4.2.1	Ubicación geográfica del emplazamiento.....	38
4.2.2	Análisis de las sombras sobre el sistema de captación.....	39
4.2.3	Cuantificación del recurso solar	40
4.3	CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE VEVALCA	41
4.3.1	Cuantificación de la energía mediante el facturado eléctrico.....	41
4.3.2	Cuantificación de la energía consumida por cada equipo y tiempo de respaldo.....	42
4.4	CONSIDERACIONES ESPECIALES.....	47
4.4.1	Dimensionamiento de arrancadores.....	47
4.4.2	Compensación reactiva.....	48
4.5	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SFV DE VEVALCA	49
4.5.1	Caso 1: sistema SFV de respaldo total para 3 horas de autonomía	50

4.5.2	Caso 2: sistema SFV de respaldo para la línea de producción de medicamentos inyectables y aires acondicionados (3 horas de autonomía).....	82
4.6	ANALISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA	99
4.6.1	Evaluación financiera mediante el CAUE.....	99
4.6.2	Evaluación financiera mediante el costo de la hora de facturación.....	103
4.6.3	Análisis de los dos métodos financieros aplicados.....	105
4.7	ANALISIS DE IMPACTO AMBIENTAL	106
4.7.1	Factibilidad ambiental de las fuentes de energía eléctrica asociadas al consumo eléctrico de VEVALCA	106
	CONCLUSIONES.....	108
	RECOMENDACIONES	109
	REFERENCIAS	110
	ANEXOS.....	116

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación de las fuentes energéticas [11]	14
Figura 2.2 Mapa del potencial solar en Venezuela / Irradiación directa normal [18]	15
Figura 2.3 Componentes de la radiación solar [11].....	19
Figura 2.4 Forma típica del rendimiento de un inversor autónomo en función del factor de potencia [30].....	25
Figura 3.1 Ubicación del módulo de compensación de reactivos en el punto común de acoplamiento [31].....	33
Figura 3.2 Pasos para el dimensionamiento de sistema SFV en una pequeña-mediana industria	35
Figura 4.1 Ubicación de tableros principales y tableros de servicios generales (foto tomada por el autor).....	37
Figura 4.2 Vista aérea del emplazamiento.....	38
Figura 4.3 Vista aérea cercana del emplazamiento	38
Figura 4.4 Elementos que proyectan sombra sobre el tejado	39
Figura 4.5 Irradiación solar global promedio diaria para cada mes y distintos ángulos de inclinación	40
Figura 4.6 Diagrama unifilar de las distintas fuentes de generación eléctrica de la industria para el caso 1	54
Figura 4.7 Conexión de los paneles solares con los controladores y las baterías, SFV caso 1 ..	57
Figura 4.8 Conexión de controladores y las baterías con la barra de distribución DC, SFV caso 1	67
Figura 4.9 Elementos para puesta a tierra de los paneles solares FV [39], SFV caso 1	72
Figura 4.10 Diagrama general del sistema SFV para el caso 1	81
Figura 4.11 Diagrama unifilar de la industria y conexión de los subtableros con el inversor, SFV caso 2.....	84
Figura 4.12 Conexión de los paneles solares con los controladores y las baterías, SFV caso 2	86

Figura 4.13 Conexión de controladores y baterías con la barra de distribución DC, SFV caso 2	91
Figura 4.14 Esquema del sistema SFV del caso 2.....	99
Figura 4.15 Gráfico de barras de las emisiones de gases de efecto invernadero de las diferentes tecnologías de suministro eléctrico para VEVALCA.....	107

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Meses con menor irradiación solar y pérdidas máximas estimadas	41
Tabla 4.2 Energía consumida por la industria durante el período 2014-2015.....	42
Tabla 4.3 Inventario de equipos y demanda de energía individual en condición de respaldo ..	43
Tabla 4.4 Tipos de luminaria y demanda de energía individual en condición de respaldo.....	45
Tabla 4.5 Aires acondicionados y demanda de energía individual en condición de respaldo ..	46
Tabla 4.6 Características de motores con mayor corriente de arranque.....	48
Tabla 4.7 Arrancadores para equipos con alta corriente de arranque.....	48
Tabla 4.8 Potencia de la industria y factor de potencia promedio.....	49
Tabla 4.9 Módulos solares FV, baterías, controladores e inversor considerados para el sistema SFV del caso 1	51
Tabla 4.10 Resultados obtenidos con el método Censolar para el sistema SFV del caso 1	54
Tabla 4.11 Distribución de los módulos solares FV, controladores y baterías, SFV caso 1	57
Tabla 4.12 Características de conductor PV DC comercial, SFV caso 1	58
Tabla 4.13 Características de conductores AWG THW comerciales, SFV caso 1	59
Tabla 4.14 Circuitos en DC y AC, y caída de tensión máxima para cada tramo, SFV caso 1 ..	59
Tabla 4.15 Conductores para la conexión de paneles solares con las barras, SFV caso 1	59
Tabla 4.16 Conductores para la conexión de las barras FV con los controladores de carga, SFV caso 1	60
Tabla 4.17 Conductores para la conexión de los controladores con la barra de distribución DC, SFV caso 1	61
Tabla 4.18 Conductor para la conexión de baterías en serie, SFV caso 1	61
Tabla 4.19 Conductores para la conexión de arreglos de baterías con la barra de distribución DC.....	61
Tabla 4.20 Conductores para la conexión de las barras de distribución DC con la barra DC del inversor, SFV caso 1.....	62
Tabla 4.21 Conductores para la conexión de la barra DC del inversor con este, SFV caso 1...	63
Tabla 4.22 Conductores para la conexión del conmutador con la entrada AC del inversor	64
Tabla 4.23 Conductores para la conexión del inversor con el conmutador trifásico.....	64

Tabla 4.24 Conductores para la línea directa desde el conmutador trifásico hasta el interruptor principal de la industria	65
Tabla 4.25 Características del conmutador trifásico manual seleccionado para el SFV del caso 1	65
Tabla 4.26 Barras consideradas para el diseño, SFV caso 1	66
Tabla 4.27 Dispositivos de protección considerados para el diseño, SFV caso 1	68
Tabla 4.28 Elementos necesarios para la estructura de soporte de los paneles solares FV, SFV caso 1	70
Tabla 4.29 Elementos necesarios para la puesta a tierra de los paneles FV, SFV caso 1	73
Tabla 4.30 Conductores necesarios para la puesta a tierra, SFV caso 1.....	75
Tabla 4.31 Caja de distribución para la instalación, SFV caso 1	75
Tabla 4.32 Canalización para la los conductores del sistema, SFV caso 1	75
Tabla 4.33 Terminales requeridos para las conexiones	76
Tabla 4.34 Elementos para el compartimiento de datos entre equipos, SFV caso 1	77
Tabla 4.35 Cómputos métricos para el sistema SFV del caso 1.....	77
Tabla 4.36 Características técnicas del inversor considerado para el sistema SFV del caso 2 ..	83
Tabla 4.37 Resultados obtenidos con el método Censolar para el sistema SFV del caso 2	84
Tabla 4.38 Distribución de los módulos solares FV, controladores y baterías, SFV caso 2	85
Tabla 4.39 Caídas de tensión máxima para los circuitos en AC, SFV caso 2	86
Tabla 4.40 Conductores para la conexión de paneles solares con las barras, SFV caso 2	87
Tabla 4.41 Conductores para la conexión de las barras FV con los controladores, SFV caso 2	87
Tabla 4.42 Conductores para conexión de los controladores con la barra de distribución DC, SFV caso 2.....	87
Tabla 4.43 Conductor para la conexión de baterías en serie, SFV caso 2.....	88
Tabla 4.44 Conductores para la conexión de los arreglos de baterías con la barra de distribución DC, SFV caso 2	88
Tabla 4.45 Conductores para conexión de cada inversor con la barra de distribución DC, SFV caso 2	88
Tabla 4.46 Conductores para la conexión de la barra DC del inversor con este, SFV caso 2...89	89
Tabla 4.47 Conductores para la conexión del subtablero 1 con el conmutador, SFV caso 2.....	89

Tabla 4.48 Conductores para la conexión del conmutador con el inversor, SFV caso 2	89
Tabla 4.49 Conductores para la línea directa desde el conmutador hasta el subtablero 2.....	90
Tabla 4.50 Conductores para la conexión de la salida AC del inversor con el subtablero 2.....	90
Tabla 4.51 Características de los subtableros para la conexión de los alimentadores con el conmutador trifásico, la línea directa y la salida del inversor	92
Tabla 4.52 Interruptor termomagnético para la salida AC del inversor, SFV caso 2.....	93
Tabla 4.53 Elementos para la estructura de soporte de los módulos FV, SFV caso 2	93
Tabla 4.54 Elementos para el aterramiento del sistema de captación, SFV caso 2.....	94
Tabla 4.55 Elementos para la puesta a tierra de equipos, SFV caso 2	94
Tabla 4.56 Terminales para la conexión de conductores con los equipos, SFV caso 2	95
Tabla 4.57 Cómputos métricos para el sistema SFV del caso 2.....	96
Tabla 4.58 CAUE para el sistema SFV del caso 1	102
Tabla 4.59 CAUE para el sistema SFV del caso 2	103
Tabla 4.60 Unidades facturadas por VEVALCA para el año de producción 2014-2015	104
Tabla 4.61 Emisiones de gases de efecto invernadero de las diferentes tecnologías de suministro eléctrico para VEVALCA	107

www.bdigital.ula.ve

INTRODUCCIÓN

Es un hecho que la energía eléctrica juega un papel de suma importancia en el desarrollo y la producción que tiene una industria, pues, podría definirse como el fluido vital para la realización de diferentes actividades durante la jornada laboral y otros momentos del día. Asimismo, es un hecho que la indisponibilidad del recurso eléctrico se traduce en pérdidas financieras para una empresa debido al cese de sus actividades productivas, lo que conlleva a considerar algún sistema de suministro de respaldo que ayude a evitar dichas pérdidas.

Sin embargo, los sistemas de generación eléctrica como los grupos electrógeno, tienen varios problemas asociados, como la necesidad de utilizar combustible fósil para su funcionamiento y la emisión de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático y por ende, al incremento del calentamiento global. Asimismo, las centrales hidroeléctricas se ven afectadas por los cambios climáticos y el efecto invernadero, los cuales producen largas temporadas de sequía e irrumpen la producción estable de energía eléctrica, lo que conlleva a las centrales y subestaciones de electricidad a realizar planes de racionamiento eléctrico al no contar con suficiente capacidad para abastecer a todos sus suscriptores simultáneamente.

Por otra parte, los sistemas solares fotovoltaicos son una fuente de energía limpia, cuyo impacto ambiental es muy bajo (casi nulo comparado con otras tecnologías de generación eléctrica). De hecho, en la última década, muchas industrias de carácter internacional han adoptado esta tecnología tanto para reducir el coste de facturación eléctrica, como para respaldar su producción.

Sin embargo, desde el punto de vista financiero, estos sistemas tienen un costo relativamente elevado para su implementación, y dado que la potencia eléctrica que presenta normalmente una industria (incluso pequeña) es elevada comparada con el sector doméstico, se debe realizar un estudio técnico y económico para analizar los elementos necesarios para su correcto funcionamiento y su viabilidad financiera con el fin de determinar si es conveniente o no, para una industria, invertir en esta tecnología.

Por ende, con la finalidad de facilitar el análisis de esta interrogante, se propone desarrollar el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico en una pequeña industria de la ciudad de Mérida – Venezuela para dos casos: respaldo total de la industria y respaldo de una línea vital de producción, para, posteriormente, determinar su costo de implementación y analizar si es viable o no para dicha industria invertir en esta tecnología.

Para ello, se estudia todo lo referente a sistemas solares fotovoltaicos de respaldo, empezando por su principio de funcionamiento, elementos que los conforman y metodologías para su dimensionamiento. Posteriormente, se recolectan datos relacionados con el uso de la energía eléctrica en la industria seleccionada para diseñar dos sistemas solares fotovoltaicos de respaldo, calcular su costo de inversión y analizarlo mediante dos metodologías financieras.

En el desarrollo de este trabajo se muestran cuatro (4) capítulos como siguen a continuación:

Capítulo 1: uso de sistemas de energía solar fotovoltaica para el auto-consumo de la pequeña y mediana industria, en el cual se muestran los antecedentes que sirven de base para esta investigación, así como la justificación de este trabajo, los objetivos que se deben lograr, la metodología empleada, las limitaciones de la investigación y el alcance que se logrará al finalizarla.

Capítulo 2: fundamentos teóricos sobre las instalaciones solares fotovoltaicas, donde se muestra de manera resumida los conceptos básicos que constituyen un sistema SFV, empezando por la fuente de energía y el recurso disponible en el país, los principales elementos que lo conforman y consideraciones importantes para dimensionar correctamente un sistema.

Capítulo 3: metodología para el dimensionamiento de sistemas SFV en la pequeña-mediana industria, en el cual se muestra una metodología general creada por el autor que permite dimensionar un sistema SFV de respaldo para una pequeña-mediana industria.

Capítulo 4: evaluación de soluciones técnicas y financieras en el uso de la energía solar fotovoltaica, donde se aplica la metodología del capítulo 3 en la industria seleccionada, se dimensionan dos sistemas SFV: uno para respaldo total de la industria y otro para una línea de

proceso vital, posteriormente se calcula el costo de inversión de cada sistema y se estudia su viabilidad financiera, así como su impacto ambiental.

Finalmente, las conclusiones y recomendaciones, donde se define el cumplimiento de los objetivos planteados y, además, se sugiere posibles ideas y soluciones para mejorar el trabajo realizado.

www.bdigital.ula.ve

CAPITULO 1

USO DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL AUTO-CONSUMO DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA INDUSTRIA

Este capítulo expone de forma concisa los motivos que llevaron a la realización de esta investigación, planteando de manera clara el problema en cuestión, los objetivos que se deben lograr, la metodología empleada, las limitantes y el alcance que se obtendrá al finalizarla. Asimismo, se muestran los antecedentes de la investigación que servirán como base para establecer una comparación con la investigación planteada.

1.1 ANTECEDENTES

Alves R., Chacón F. y Toledo H. en 2009 publican “Estudio técnico-económico de factibilidad de generación fotovoltaica en Venezuela”, donde buscaron estudiar la factibilidad de implementar sistemas de generación fotovoltaica en plantas industriales y/o empresas en Venezuela considerando sus aplicaciones y los beneficios energéticos-ambientales que estos proporcionan. Para ello, los autores consideraron como caso de estudio una empresa ubicada en la zona central del país, describieron el procedimiento general para el diseño del sistema SFV conectado a la red eléctrica, especificaron los componentes principales del sistema, estimaron los costos de la inversión y utilizaron el programa *RETScreen International* para determinar la factibilidad de implementar estos sistemas en la empresa estudiada, donde concluyeron que el diseño especificado es técnicamente factible, y de ser instalado, producirá un ahorro importante de la energía consumida por la empresa de la red eléctrica [1].

R. Mattioli J. y Furelli en 2013 publican “Estudio de factibilidad económica-financiera, para la instalación de una planta alimentada por energía solar en una empresa productora de

alimentos. Caso: Alimentos Casera – Line C. A.”, donde buscaron evaluar las prácticas operativas de la empresa Alimentos Casera – Line C. A. para realizar un estudio económico-financiero y decidir sobre la viabilidad de implementar una planta generadora de electricidad de 20,5 kW utilizando energía solar. Para alcanzar este objetivo, los autores identificaron las deficiencias y las fallas que sufre la empresa por no contar con un sistema eléctrico convencional confiable que les permita desarrollar sus actividades diarias de forma plena y segura, analizaron la viabilidad de implementar un sistema con esta capacidad estudiando el flujo de caja, calculando el valor neto de la inversión y la tasa interna de retorno, donde determinaron que sí era viable invertir en esta tecnología y que el retorno de la inversión era recuperable en un corto-mediano plazo [2].

Gamma Ingenieros S. A. en 2015 publica “Pre-factibilidad técnica y económica para la instalación de una planta FV en industria química”, un proyecto donde la empresa mencionada estudió la factibilidad de implementar un sistema de generación de energía solar fotovoltaica para autoconsumo en la industria de adhesivos H.B. Fuller S. A. Para ello, estudiaron la disponibilidad de superficies físicas para la instalación de los paneles fotovoltaicos, al igual que los espacios para la instalación de los elementos necesarios para operar con energía solar fotovoltaica, analizaron el perfil de consumo eléctrico horario diario, así como su proyección anual consultando el tarifado de energía eléctrica, para finalmente hacer una evaluación técnica y económica sobre las opciones que podrían instalarse: sistema para el autoconsumo y venta de energía al Sistema Interconectado Central (SIC) y solo autoconsumo. La factibilidad técnica para ambos casos fue positiva, mientras que la factibilidad económica se consideró bastante pobre, ya que las rentabilidades y los plazos para el retorno de las inversiones son demasiado extensos: 11,9 y 12,5 años para el caso de autoconsumo más venta de energía y para el caso de sólo autoconsumo respectivamente [3].

Sánchez A. y Casas N. en 2019 publican “Estudio de viabilidad técnica y económica para la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaica en el Parque Logístico El ZOL en Funza Cundinamarca”, donde llevaron a cabo un estudio para implementar un sistema de generación eléctrico basado en energía solar para cubrir la demanda eléctrica de varias bodegas de operación logística que tiene la empresa Suppla S. A. en el municipio Funza Cundinamarca. Para cumplir este objetivo, determinaron el consumo eléctrico de los dos

últimos años a partir del tarifado mensual, definieron los materiales requeridos para el proyecto, la mano de obra y estimaron los costos asociados a la implementación y puesta en marcha del sistema para finalmente realizar un análisis financiero que validara la implementación de este, donde consiguieron que el proyecto es viable económicamente y que una vez implementado, el retorno simple de la inversión se tendría 8 años aproximadamente [4].

Estévez G. en 2020 publica “Análisis de la viabilidad técnico-económica de la generación fotovoltaica para autoconsumo en aplicaciones para la pequeña mediana industria en la Provincia de Jaén: un estudio de caso en una industria de procesado de biocombustible sólido a partir de desechos del olivar”, donde buscó estudiar, a partir de datos reales de consumo eléctrico, la viabilidad técnica y económica de la generación fotovoltaica orientada al autoconsumo en una pequeña industria de secado de hueso de aceituna situada en la ciudad de Jaén, España. Para ello, calculó la demanda energética de la industria, calculó los elementos necesarios para el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico y realizó un análisis financiero estudiando la rentabilidad de la inversión, consiguiendo que a partir del noveno año se comenzaría a ver el retorno de la inversión y consideró que el proyecto era viable económicamente [5].

Sánchez P. en 2021 publica “Panamá tiene su primera cerveza solar”, un artículo donde señala que la colombiana Celsia, empresa de energía del Grupo Argos y Cervecería Nacional, inauguraron y pusieron en funcionamiento el primer centro de la Cervecería Nacional de Panamá que funciona con energía solar fotovoltaica. Dicha instalación está formada por 450 paneles solares en el suelo y aseguran que este proyecto traerá beneficios al medio ambiente. Además, estiman que para el próximo año inaugurarán dos granjas solares en La Chorrera, en Chitré y en el Centro de Distribución en Santiago de Veraguas [6].

Sánchez P. en 2021, publica “Empresa colombiana ahorra el 36% de la factura de la luz gracias a un autoconsumo fotovoltaico”, un artículo donde indica que la empresa Lácteos la Esmeralda, dedicada a la elaboración masiva de productos lácteos, ubicada en Cundinamarca, Colombia, ha reducido 90.000 kW hora/mes aproximadamente luego de la puesta en marcha de un parque solar fotovoltaico en piso de 669 kWp instalado por la alianza entre ESSI – Copower, lo que representa un 36% de ahorro energético en el consumo promedio de la

industria. Este sistema consta de 1.440 módulos solares, 5 inversores trifásicos y 1 *smart meter* [7].

Zarco J. en 2021 publica “Más empresas de El Salvador suman MW’s fotovoltaicos”, un artículo donde señala que la empresa de energía solar Enertiva, diseñará e instalará un sistema solar fotovoltaico con una potencia de 5,10 MW para la firma productora de papel Alas Dorada en su centro de manufactura ubicado en el municipio salvadoreño de San Juan Opico. El total de la inversión será de 3,1 millones de dólares y se prevé que el proyecto estará operativo para principios del año 2022. El sistema consta de 12.760 módulos solares y se estima que generará un ahorro aproximado de 240.000 dólares anuales en costos de energía eléctrica y además evitará la emisión de 5.597,4 toneladas de CO₂/año [8].

Cabello L. en 2021 publica “Industrias Alegre estrena una instalación de 713 kWp de EiDF Solar”, un artículo donde indica que la empresa valenciana dedicada a la inyección de plástico para la automoción y otros sectores de altas exigencias, Industrias Alegre, ha implementado una instalación solar fotovoltaica de la mano con la empresa EiDF en la cubierta de su sede central en Albal (Valencia, España) la cual cuenta con más de 1.600 módulos fotovoltaicos que ocupan 3.600 m² y que en conjunto pueden producir 1.114.714 kWh para cubrir el 15% de las altas necesidades energéticas que genera el proceso de inyección a alta presión de piezas de plástico técnico [9].

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Es bien sabido que las industrias generan un fuerte impacto ambiental en la medida que realizan sus actividades diarias, dejando una huella de carbono considerable y emitiendo grandes cantidades de gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen con el calentamiento global [10]. Estos efectos negativos aumentan de manera considerable cuando emplean fuentes de energías no renovables para su producción, tal como son los generadores que producen energía eléctrica a partir de la quema de combustibles fósiles.

Asimismo, las centrales termoeléctricas cuya fuente principal de energía es obtenida a través de la quema de derivados del petróleo, combustibles fósiles o el gas, emiten grandes

cantidades de CO₂ que deterioran la atmosfera terrestre y producen daños al planeta al acelerar el calentamiento global [11].

Aunado a esto, en Venezuela el sector empresarial encargado de la producción tiene varios obstáculos que irrumpen en el desarrollo de sus operaciones normales, uno de los principales son los fallos en el sistema eléctrico nacional [12], factor que obliga a las industrias a cesar su producción durante los cortes de energía eléctrica y que se traduce en pérdidas económicas para las mismas. Por esto, muchas industrias buscan soluciones prácticas para cubrir la necesidad de carga eléctrica de sus equipos y mantener la producción mientras se reestablece el servicio eléctrico. La mayoría opta por invertir en generadores que funcionan con algún combustible fósil, pero como se explica en [11], estas fuentes de energías contribuyen al deterioro del medio ambiente y requieren de un mantenimiento especializado que tiene un costo elevado. Además, actualmente el país presenta un déficit de abastecimiento y transporte de combustibles, lo que viene a ser un factor adicional para poner en marcha equipos de esta naturaleza [13].

Ante esta situación, el uso de sistemas de generación eléctrica a partir de energías renovables se presenta como una solución factible para solventar, al menos de manera puntual, la necesidad de soportar la carga de una pequeña industria ante cortes eléctricos eventuales.

Es renovable cualquier proceso que no altere el equilibrio térmico del planeta, que no genera residuos irre recuperables y que la velocidad de su consumo no sea superior a la velocidad de regeneración de la fuente energética y de la materia prima utilizada en el mismo [11].

De esta manera se pueden mencionar la energía eólica y la energía solar como pilares fundamentales de energías renovables al ser fuentes de energías limpias, no contaminantes y cuya materia prima es una fuente inagotable de energía [14].

Así como en el ámbito residencial, en el caso industrial la energía solar es la mejor opción para implementar un sistema de generación renovable, ya que se puede realizar una instalación completamente autónoma que satisfaga la necesidad de cargas prioritarias de manera independiente a la red de distribución a un costo asequible [14] y en un tiempo relativamente rápido. Además, a largo plazo se presenta como una inversión positiva tanto para el ambiente

como para la misma empresa, ya que logra disminuir considerablemente el monto total de consumo en la factura eléctrica sin generar daños ambientales.

En Venezuela, el uso de energías renovables es muy limitado [14], este hecho hace necesaria la formulación de nuevas propuestas y proyectos que contribuyan a la implementación de fuentes de energías renovables tanto en el ámbito residencial como industrial.

Por esta razón, se propone la realización de un estudio de factibilidad técnica y viabilidad financiera para la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaico en la pequeña y mediana industria, tomando como caso de estudio la industria VEVALCA ubicada al principio de la Avenida Andrés Bello, Sector Pie del Llano de la ciudad de Mérida, Venezuela, con el fin de solventar la problemática eléctrica considerando tres casos prácticos: autonomía parcial para procesos vitales de producción, energización de respaldo y autonomía total.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) señaló en su informe del 2020 que la energía renovable es cada vez más barata que cualquier capacidad eléctrica nueva basada en combustibles fósiles. Los costos de la electricidad renovable se han reducido en la última década debido a mejoras en tecnología, al crecimiento en el mercado de suministros y la creciente experiencia de desarrolladores en el área [15].

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía limpia y renovable que ha alcanzado gran auge y desarrollo en los últimos años debido a la facilidad de su instalación y la flexibilidad que tiene para satisfacer la demanda de cargas eléctricas tanto en el ámbito doméstico, comercial e industrial.

Cada día son más los hogares y las empresas que optan por instalar esta tecnología para abastecer ciertos equipos primordiales cuando la red eléctrica nacional está fuera de servicio por alguna razón u otra. Esto sin mencionar los aportes de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución en cuanto al suministro de energía.

Cualquier industria, ya sea pequeña o mediana, presenta pérdidas económicas considerables cuando la línea de producción cesa su funcionamiento por cualquier razón. Si se debe a un

corte en el suministro eléctrico es posible atender la necesidad de carga durante un breve periodo de tiempo (mientras el servicio eléctrico se restablece), para esto se pueden emplear plantas eléctricas para la autogeneración.

Por lo general, estas plantas utilizan algún combustible fósil como diésel o gasolina y además requieren de mantenimiento periódico, estos factores se reflejan como un gasto extra que la empresa debe considerar para no cesar sus actividades. Asimismo, estos sistemas de generación eléctrica tienen un gran impacto ambiental y dejan una huella de carbono considerable al emitir grandes cantidades de dióxido de carbono (CO₂), que deja efectos negativos sobre el calentamiento global.

Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos no emplean combustibles fósiles por tratarse de una energía limpia, y aunque se requiere de una inversión inicial para su dimensionamiento e instalación, a fin de cuentas, son un beneficio práctico que satisface las necesidades de carga eléctrica y cuyo mantenimiento no es muy elevado.

En el caso de Venezuela, la generación eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos apenas es vista en algunas ciudades, pero es cierto que se ha convertido en una buena alternativa ante la situación eléctrica que atraviesa el país aunado al déficit de combustible que resulta vital para los generadores que funcionan con combustible fósil y al mismo tiempo, para impulsar el desarrollo hacia el uso de tecnologías para la generación eléctrica con menor impacto para el ambiente.

Por ende, se espera que este proyecto pueda servir para plantear soluciones viables que le permitan a la pequeña y mediana empresa, y zonas aledañas del Estado Mérida continuar sus labores de operación con normalidad en la mayor medida posible sin verse afectada por la falta de suministro eléctrico por parte de la red pública.

En otro orden de ideas, se espera que este proyecto pueda servir como referencia para fortalecer el crecimiento de las energías renovables en el país con fines de mitigar los impactos ambientales y el efecto de la huella de carbono de las pequeñas y medianas industrias.

1.4 OBJETIVOS

Este trabajo tiene los siguientes objetivos

1.4.1 Objetivo General

- Estudiar las soluciones técnicas y la viabilidad financiera asociado a la implementación de la energía solar fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica a la pequeña y mediana industria, ya sea en situación de respaldo total de energía o de una línea vital de un proceso o servicio.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Analizar la demanda eléctrica a plena carga de una instalación industrial del Estado Mérida para identificar el consumo promedio en potencia (kW).
- Dimensionar el sistema de suministro de energía eléctrica mediante la implementación de la tecnología solar fotovoltaica para satisfacer las necesidades de carga del estudio de caso.
- Realizar un estudio financiero para la implementación de un sistema solar fotovoltaico que pueda autoabastecer parcial o completamente la necesidad de carga del ente en estudio.

1.5 METODOLOGÍA

Esta es una investigación de campo, ya que consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, sin alterar las condiciones existentes [16].

Es además una investigación de diseño documental, puesto que se basa en la búsqueda, recuperación análisis crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas [16].

Es una investigación de tipo descriptiva, ya que se busca realizar un estudio sobre el consumo de potencia promedio en una industria pequeña del Estado Mérida para dimensionar un

sistema de energía solar fotovoltaico que pueda cubrir de manera parcial o completa dicho consumo de potencia y analizar su viabilidad financiera.

De acuerdo al propósito, es una investigación aplicada de tipo tecnológica, que relaciona los conocimientos tecnológicos para dimensionar un sistema solar fotovoltaico que pueda implementarse en una pequeña industria del Estado Mérida.

El trabajo se desarrolla iniciando con la revisión bibliográfica (libros, artículos técnicos, trabajos de grado, informes y material audiovisual) acerca de los sistemas solares fotovoltaicos, especialmente aquellos aplicados a la industria (estado del arte). Seguidamente se estudian las normativas (si existen) que regulan el diseño y la aplicación de sistemas solares fotovoltaicos en Venezuela. Posteriormente, se procederá a registrar datos de potencia consumida en la industria en estudio (equipos, luminarias y cargas especiales).

Asimismo, se realiza el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico utilizando una rutina de evaluación en Excel para varios casos: autonomía total, parcial y respaldo para una línea o proceso vital, siempre tomando en cuenta las condiciones del emplazamiento y las posibles limitantes.

Finalmente, luego de precisar los equipos y elementos necesarios para cada caso, se estudian los costos de inversión para la implementación de cada sistema SFV a fin de analizar si es viable o no para la industria invertir en esta tecnología.

1.6 ALCANCES

Una vez conocidas las características de los sistemas solares fotovoltaicos aislados a la red o sistemas autónomos, así como las normativas y consideraciones técnicas pertinentes para su diseño, se dimensionará el sistema para la industria en estudio una vez estimada demanda eléctrica a cubrir, con el fin de calcular mediante un análisis financiero, el costo requerido para su implementación, ya sea en situación de respaldo de energía, autonomía energética o línea vital de un proceso o servicio.

Los datos obtenidos permiten decidir sobre la viabilidad técnica y financiera de implementar un sistema solar fotovoltaico en la industria considerada y analizar si se presenta entonces

como una solución factible ante el uso de generadores eléctricos que funcionan a base de combustibles fósiles.

1.7 LIMITACIONES

Desde el punto de vista técnico, hay que destacar que al tratarse de una tecnología que incorpora un proceso de inversión de corriente directa (DC) a corriente alterna (AC), los sistemas solares fotovoltaicos no generan potencia eléctrica reactiva (VAR) que pueda compensar lo que generan ciertos elementos que comúnmente se encuentran en las industrias, como motores, sistemas de refrigeración, tubos fluorescentes y en general, equipos o dispositivos que generan energía reactiva. Para solucionar esta limitante, se propondrá la implementación de bancos de capacitores a fin de compensar la demanda de potencia reactiva de tales equipos para que el factor de potencia del sistema alcance un valor cercano a la unidad.

Asimismo, equipos como motores de inducción, refrigeradores industriales y compresores presentan una corriente de arranque elevada, lo que reduciría la vida útil de las baterías del sistema solar fotovoltaico. Por esto, será necesario hacer uso de la electrónica de potencia para escoger los dispositivos adecuados como son los variadores de velocidad que permitan un arranque suave de los equipos mencionados.

Por otra parte, el diseño de los sistemas solares fotovoltaicos requiere de información relacionada con las características geográficas, climatológicas y de radiación solar del lugar donde se llevará a cabo su instalación para poder dimensionarse de manera correcta. Por ende, se toma información de fuentes confiables para llevar a cabo el dimensionamiento del sistema.

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

En este capítulo se expone de manera breve los conceptos básicos relacionados con los sistemas solares fotovoltaicos, comenzando con la fuente de energía, su clasificación, los principales elementos que incorporan y los aspectos que se deben tener en cuenta para dimensionar correctamente estos sistemas.

2.1 ENERGIAS RENOVABLES

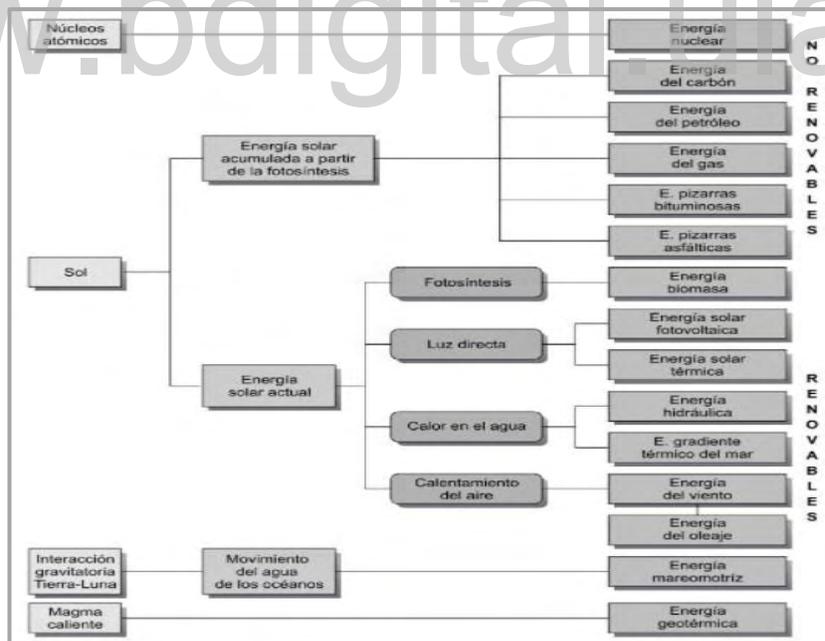


Figura 2.1 Clasificación de las fuentes energéticas [11]

Las energías renovables son fuentes de energía primaria que están disponibles libremente en la naturaleza, las cuales se renuevan constantemente o dentro de una escala de tiempo

equivalente a la vida humana (inagotables). Generalmente su proceso de conversión presenta menores implicaciones ambientales y su aprovechamiento es localizado (autóctono) [17]. Las fuentes de energía disponibles en la Tierra se muestran en la figura 2.1 clasificadas por tipos y por duración.

2.2 ENERGÍA SOLAR EN VENEZUELA

Atlas solares *online* gratuitos como el “*Solar Geographic Information System*” (SOLARGIS) [18], permiten cuantificar el potencial solar en cualquier lugar de la tierra. En el caso de Venezuela, en la figura 2.2, se puede observar cómo es la distribución de la irradiación solar en el territorio nacional.

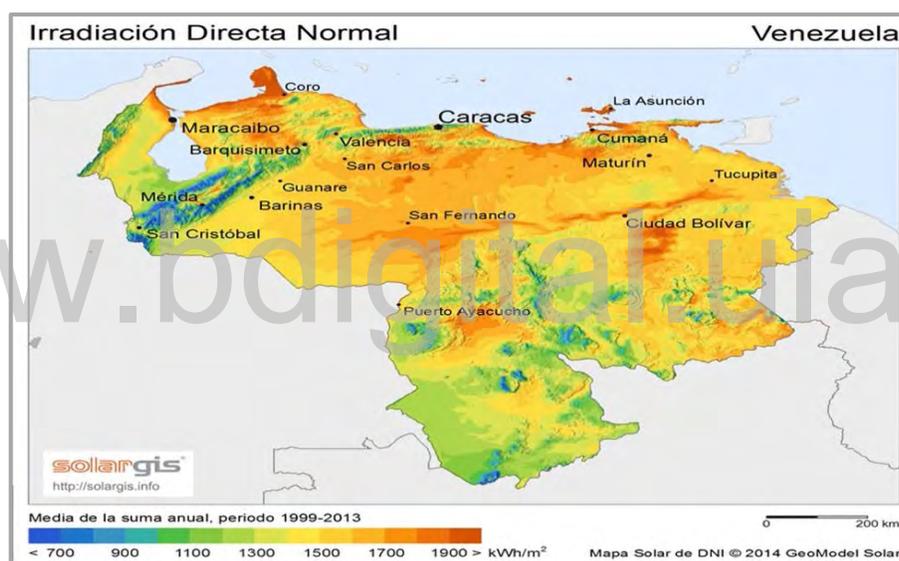


Figura 2.2 Mapa del potencial solar en Venezuela / Irradiación directa normal [18]

En los andes, realmente hay poco potencial de irradiación solar en comparación con el contexto de Venezuela, no obstante, en la cordillera de Mérida, específicamente en la meseta, es donde se observa el mayor potencial de los tres estados andinos [19].

2.3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica se obtiene de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica por células fotovoltaicas [20]. Se considera un método de aprovechamiento de la energía directa, ya que la energía del sol es convertida en electricidad [21].

El principio de esta conversión de energía se fundamenta en el efecto fotoeléctrico, es decir, la transformación de energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Esta energía lumínica es transmitida a través de partículas de luz llamadas fotones, las cuales impactan contra los electrones de un metal, causando su desplazamiento y generando una corriente eléctrica [22].

2.4 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS (SFV)

Por sus características de funcionamiento, los sistemas SFV se dividen en tres grupos: autónomos u *off-grid*, los cuales incorporan un conjunto de baterías que suministra energía eléctrica cuando no se tiene el recurso solar, los sistemas conectados a la red u *on-grid*, que funcionan únicamente cuando hay suministro de eléctrico por parte de la red de distribución y además permite reducir el coste del facturado eléctrico. Asimismo, se tienen los sistemas híbridos, que combinan las bondades de las dos primeras tecnologías mencionadas para ofrecer energía de respaldo ante cortes eléctricos y reducción del costo de la energía consumida [23].

2.5 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN SISTEMA SFV AUTÓNOMO

En este apartado se muestran cada uno de los elementos que conforman un sistema solar fotovoltaico.

2.5.1 El módulo solar

Es el conjunto de células solares fotovoltaicas, que están ensambladas y selladas al vacío para resistir agentes externos perturbantes [23].

Estas células están conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o un marco. En sus terminales de salida, el módulo proporciona una tensión continua y se diseña para valores específicos de tensión que definirán el voltaje al que va a trabajar el sistema fotovoltaico [21].

2.5.2 El regulador

Es el encargado de evitar situaciones de carga y sobre descarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil. Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera regulador pudieran producirse sobrecargas. Esta diferencia en la tensión nominal se debe a dos razones fundamentales [21]:

1. Atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de temperatura.
2. Asegurar la carga correcta de la batería, por ende, la tensión de circuito abierto de los módulos debe ser mayor que la tensión nominal de la batería.

2.5.3 Sistema de almacenamiento

Es imprescindible para almacenar la energía captada y consumirla cuando no existe suficiente producción energética por parte del sistema de captación, ya que la radiación solar no está disponible continuamente (ciclos día-noche, variaciones estacionales, variaciones meteorológicas). Está formado por los acumuladores (baterías) [23].

Al momento de escoger un grupo de baterías para un determinado sistema, se debe tener en cuenta lo siguiente [24]:

1. Eficiencia de carga-descarga. Es la relación entre la energía necesaria para cargar la batería y la energía que proporciona al sistema.
2. Auto descarga. Es la pérdida de energía de la batería sin ser utilizada.
3. Profundidad de descarga. Indica la cantidad de energía que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, considerando en principio que la batería se encuentra totalmente descargada.
4. Ciclo. Corresponde a un periodo de carga con su respectivo periodo de descarga.
5. Ciclo de vida. Es el número estimado de ciclos de duración de una batería antes de que su capacidad disminuya en 60%

2.5.4 El inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 120/240 V de valor eficaz y una frecuencia de 60 Hz. Es

un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a la red y está presente en la mayoría de las instalaciones autónomas donde se tiene mayormente cargas de AC. Las características que debe tener un inversor DC-AC deben ser las siguientes [21]:

1. Alta eficiencia.
2. Bajo consumo en vacío.
3. Alta fiabilidad.
4. Protección contra cortocircuitos.
5. Seguridad.
6. Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida.

2.6 DISEÑO DE UN SISTEMA SFV AUTÓNOMO

Para diseñar un sistema solar fotovoltaico es necesario cuantificar la potencia de cada equipo que se va alimentar, así como su tiempo de uso, esto para calcular la energía que deberá entregar el sistema [23].

El primer componente a calcular es la cantidad de módulos solares que conformarán el sistema captación. Cada módulo tiene una potencia máxima que varía según el nivel de radiación solar en un momento específico. Por esta razón, se debe determinar el potencial de energía solar disponible en el lugar donde se instalará el sistema [14].

2.6.1 Hora solar pico

Una hora solar pico (HSP) representa una hora de sol luminoso sin nubes y que equivale a una radiación de 1000 W/m^2 durante una hora. Hoy en día es posible conocer el nivel de radiación solar de un emplazamiento mediante atlas solares gratuitos como “*Solar Geographic Information System*” (SOLARGIS), “*Global Solar Atlas*” [25] y el “*Photovoltaic Geographic Information System*” (PVGIS) [26] que cuentan con una base de datos de la radiación solar a lo largo del año, algunos incluso ofrecen datos con una antigüedad entre 5 y 10 años, lo que permite obtener un promedio más certero al valor real.

Al momento de dimensionar un sistema SFV se recomienda diseñar en función del mes con el menor nivel de radiación solar, ya que, para los demás meses con mejor radiación, el sistema podrá alimentar efectivamente las cargas [23].

2.6.2 Clasificación de la radiación solar

La radiación solar se divide en (la figura 2.3 muestra estos componentes) [23]:

2.6.2.1 *Radiación directa.* Es la que proviene directamente del sol (línea recta) sin haber sufrido alteraciones. Presenta una sola dirección de incidencia.

2.6.2.2 *Radiación difusa.* Es la que llega a la superficie después de haber sufrido modificaciones por los cambios de dirección (reflexión y dispersión). No presenta una dirección principal de incidencia.

2.6.2.3 *Radiación de Albedo.* Es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo. Generalmente implica una contribución muy pequeña (radiación de rebote).

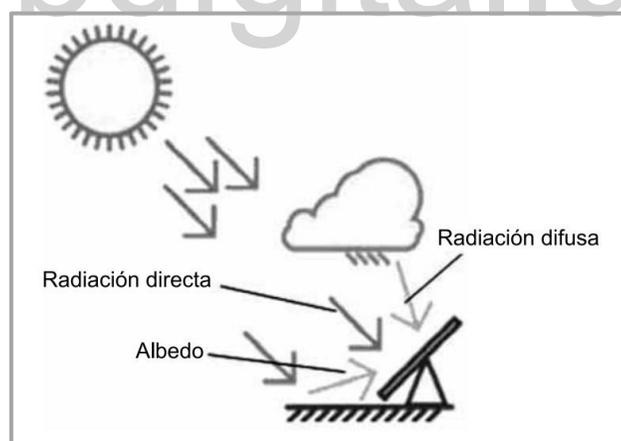


Figura 2.3 Componentes de la radiación solar [11]

Como se muestra en la figura 2.3, la radiación global es la suma de la radiación directa, difusa y Albedo. Al diseñar un sistema SFV es recomendable utilizar el valor de radiación global inclinada al ángulo óptimo [23].

2.6.3 Orientación de los módulos solares fotovoltaicos

Es necesario orientar correctamente los paneles solares para obtener la mayor cantidad de energía y aprovechar al máximo la radiación solar [23]. En general, el promedio de posición para instalar un módulo es inclinado hacia el ecuador, a un ángulo aproximadamente igual a la latitud del sitio [27].

2.6.4 Efectos de las sombras

La proyección de sombras sobre el sistema de captación, disminuye considerablemente el rendimiento del sistema. Por esto, un factor a considerar es la distancia de separación que debe haber entre los paneles solares, de tal manera que no se genere sombras entre ellos [24].

Asimismo, la sombra que se proyecta sobre el sistema de captación, producto de edificios, árboles, antenas y otros elementos que se encuentran cerca del emplazamiento, deben ser tomadas en cuenta. Esto se estudia mediante las cartas solares, donde se considera la altura de cada obstáculo y la distancia respecto al sistema de captación, ambos medidos en grados [23].

2.6.5 Estructuras de soporte

Los paneles solares deben instalarse sobre una estructura de soporte que se encarga de proporcionar una sujeción adecuada y de fijar la inclinación óptima para obtener el mayor rendimiento posible del generador fotovoltaico. Existen estructuras para montajes en el suelo, tejado, mástiles y pared. [21].

2.6.6 Pérdidas en los sistemas SFV

Los sistemas solares fotovoltaicos presentan pérdidas desde el sistema de generación hasta el punto de consumo, dichas pérdidas pueden resumirse de acuerdo con [24], [21] y [23] en:

1. Pérdidas en el sistema de captación (paneles solares).
2. Pérdidas por rendimiento del inversor.
3. Pérdidas por rendimiento del sistema de almacenamiento.
4. Pérdidas por caída de tensión.

2.6.7 Protección y puesta a tierra

Las protecciones que deben usarse entre los distintos subsistemas son contra sobrecargas y contra cortocircuitos, para proteger los cables y equipos. Puede colocarse un interruptor térmico y fusible o magnetotérmico. Como mínimo deben colocarse fusibles (específicos para DC) [23].

En un sistema SFV se pueden producir sobretensiones por defectos de los componentes, errores de operación, rayos o fluctuaciones de tensión a causa de las cargas. Para reducir las sobretensiones se puede aplicar varios métodos [23]:

1. Equipotencialidad. Conectando entre sí los elementos de la instalación.
2. Puesta a tierra de las masas.
3. Puesta a tierra del sistema.

En un sistema SFV, es obligatorio el sistema de puesta a tierra si se manejan tensiones DC de 48 V o mayores y debe estar conectado, al menos, a la estructura de soporte y a los bordes metálicos de los módulos solares para resguardar a las personas ante el contacto directo o indirecto con la instalación. Asimismo, es obligatorio si el sistema de captación se encuentra instalado sobre el tejado de la edificación a fin de reducir riesgos de incendio [21].

2.6.8 Ecuaciones

Pese a que se hará uso de una rutina de evaluación en Excel® para el dimensionamiento del sistema SFV en los diferentes casos, es necesario conocer las ecuaciones que permiten calcular los componentes básicos del sistema.

Existen varios métodos para calcular los componentes de un sistema SFV, sin embargo, el método de Censolar [28] permite obtener la potencia del sistema, el número de módulos solares, y el número de baterías a partir de lo siguiente:

1. Localización del emplazamiento.
2. E_T , la demanda de energía de diseño en [Wh/día].
3. Datos de radiación solar del emplazamiento.

De acuerdo con este método, se tiene que el factor global de rendimiento (R), se calcula como:

$$R = 1 - \left((1 - k_b - k_c - k_v) \cdot k_a \cdot \frac{N}{P_d} \right) - k_b - k_c - k_v \quad (2.1)$$

Donde:

- k_a es el coeficiente de autodescarga (adimensional).
- k_b es el coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador (adimensional).
- k_c es el coeficiente de pérdidas en el convertidor (adimensional)
- k_v es un coeficiente que considera otras pérdidas, como la red de consumo y el efecto joule (adimensional).
- P_d es el porcentaje de profundidad de descarga de la batería (se recomienda que sea de 60% - 70%).
- N son los días de autonomía de la batería [días].

La energía diaria requerida para compensar las pérdidas en [Wh/día], se obtiene a partir de:

$$E_R = \frac{E_T}{R} \quad (2.2)$$

Mientras que la energía del sistema diaria en [Wh/día], se calcula mediante la expresión:

$$E_{SFV} = \frac{E_R}{0,9} \quad (2.3)$$

Así, el número de módulos FV se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$NM_{SFV} = \frac{E_{SFV}}{0,9 \cdot P \cdot HSP} \quad (2.4)$$

Donde:

- P es la potencia del módulo solar en [W], un dato especificado por el fabricante.
- HSP es la hora solar pico del mes con menor irradiación solar en kilovatios en [kWh/m²].

Por otra parte, la capacidad útil del banco de baterías en [Ah], se calcula como:

$$C_U = \frac{E_R \cdot N}{T_b} \quad (2.5)$$

Donde T_b es el voltaje nominal de la batería en [V].

Mientras que la capacidad nominal del banco de baterías en [Ah], se calcula como:

$$C_N = \frac{C_U}{P_d} \quad (2.6)$$

Así, el número de baterías requeridas se calcula mediante la expresión:

$$NB = \frac{C_N}{C_{BC}} \quad (2.7)$$

Donde C_{BC} es la capacidad de cada batería comercial en [Ah], un dato especificado por el fabricante.

Por otra parte, el controlador de carga, las protecciones y el cableado se pueden dimensionar considerando lo establecido en el artículo 690 del “*National Electrical Code*” (NEC) [29]:

La corriente máxima de cada tramo o dispositivo en corriente continua se calcula como:

$$I_{MAX} = I_{DC} \cdot 1,25 \quad (2.8)$$

Donde I_{DC} es la corriente máxima o nominal en amperios [A] del tramo en DC considerado. Para los módulos solares es la corriente de cortocircuito (I_{SC}), mientras que en los otros tramos es la corriente nominal de salida del equipo.

Por su parte, el controlador se calcula a partir de su corriente máxima y los paneles solares fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo ($M_{PARALELO}$), es decir, la corriente máxima del arreglo total (I_{ARRAY} en amperios [A]).

$$I_{CONTROLADOR} = I_{ARRAY} = I_{MAX} \cdot M_{PARALELO} \quad (2.9)$$

Los fusibles de protección contra sobre corriente y los interruptores termomagnéticos se calculan mediante la ecuación:

$$I_{FUSE} = I_{MAX} \cdot 1,25 \quad (2.10)$$

Los conductores de los tramos de corriente continua se calculan mediante la ecuación:

$$I_{CONDUCTOR} = \frac{I_{MAX}}{FA \cdot FT} \quad (2.11)$$

Donde FA es el factor de agrupamiento de cables y FT es el factor de temperatura ambiente.

Por otra parte, la caída de tensión del conductor se calcula mediante la ecuación:

$$S = \frac{0,03448 \cdot L \cdot I_{DC}}{\frac{\Delta V\%}{100\%} \cdot V} \quad (2.12)$$

Donde:

- S es la sección del conductor en mm^2 para la comprobación por criterio de caída de tensión.
- L es la longitud del tramo DC considerado.
- $\Delta V\%$ el porcentaje de caída de tensión.
- V es el voltaje del tramo DC considerado.

2.7 COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS SFV

El rendimiento de conversión DC/AC en inversores autónomos depende del tipo de carga conectada a ellos (resistiva, capacitiva o inductiva) y decae a medida que disminuye el factor de potencia de las cargas.

El rendimiento es bajo a muy bajas potencias de carga y aumenta progresivamente a medida que se acerca a la potencia nominal de operación. En el caso de alimentar cargas inductivas (como motores), disminuye el factor de potencia, con lo que la potencia real suministrada a dichas cargas puede verse reducida en un rango de 10% a 30% o más [30]. En la figura 2.4 se

puede visualizar claramente cómo varía el rendimiento y la potencia real entregada de un inversor autónomo según el factor de potencia.

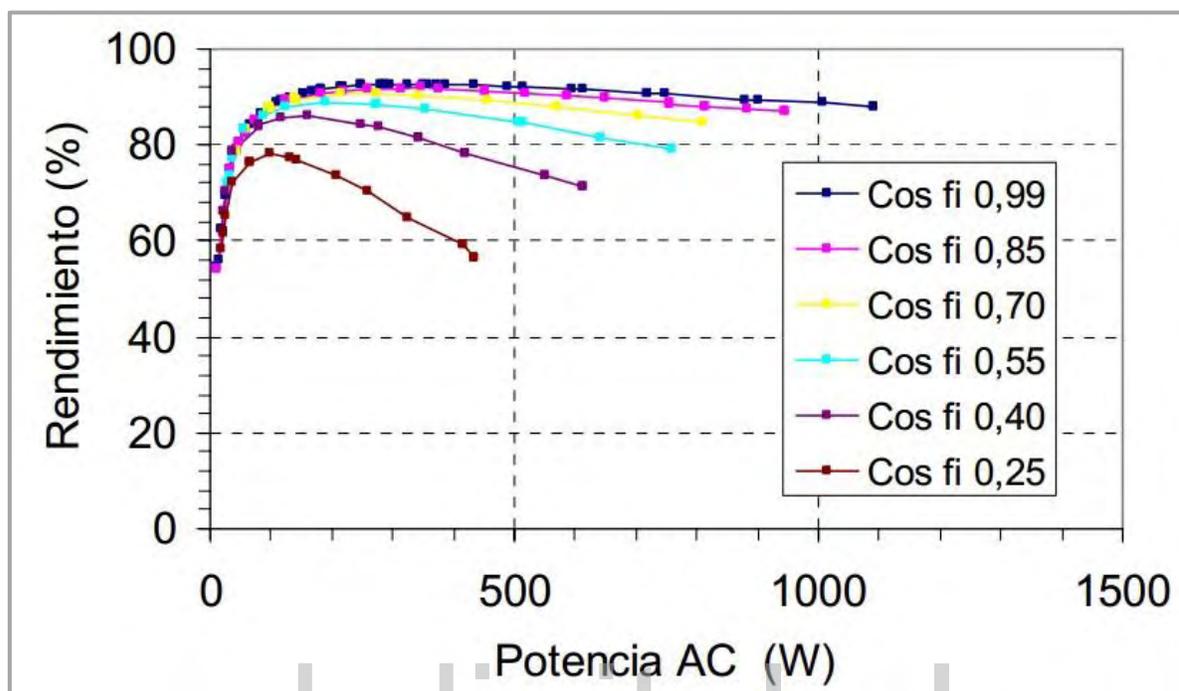


Figura 2.4 Forma típica del rendimiento de un inversor autónomo en función del factor de potencia [30]

En este sentido, y desde un punto de vista técnico, los sistemas SFV son ineficientes, puesto que no generan potencia reactiva (VAR). Por esto, es necesario implementar un sistema de compensación de potencia reactiva que garantice la vida útil del inversor, así como un factor de potencia muy cercano a la unidad y al mismo tiempo ayude a reducir la elevada distorsión armónica (THD) que puede estar presente en la red eléctrica de una industria [31].

2.8 COSTOS DE UN SISTEMA SFV

El informe publicado por IRENA en 2020, indica que la energía solar fotovoltaica a escala de servicio público ha registrado un descenso de costos de 82% desde 2010 seguida de la energía solar de concentración (ESC) con un 47% [15].

Los costos de la tecnología solar han seguido bajando cada año, al igual que los costos de la electricidad procedente de energía solar FV a escala de servicio público, que decayeron un

13% en 2019, alcanzando un promedio global de 6,8 centavos de dólar estadounidense (0,068 USD) por kilovatio-hora (kWh) [15].

En 2012, Rojas [32] estimó que para el año 2052 la energía solar fotovoltaica tendría un coste de inversión aproximadamente de 1000 €/kW, manteniendo desde el 2012 una reducción de 1,91% por año. Sin embargo, en 2021, Rojas [17] aseguró en base a movimientos del mercado que en la actualidad este valor supera el 2%/año.

2.9 NORMATIVAS QUE REGULAN LOS SISTEMAS SFV

En Venezuela no existe, hasta la fecha, una normativa o ley que regule el diseño y la instalación de sistemas SFV en el territorio nacional, por lo que se toma como referencia la normativa americana, específicamente el artículo 690 del NEC en su versión 2020 que proporciona la “*National Fire Protection Association*” (NFPA) en su estándar 70.

En esta normativa detalla los aspectos técnicos a considerar para el diseño e instalación de un sistema SFV (protecciones, puesta a tierra, calibre de conductores, características que deben cumplir los módulos solares, baterías y otros elementos de la instalación, etc.).

La documentación consolidada en este segundo capítulo es necesaria para comprender el diseño de los sistemas SFV y las bases legales que los regulan. Con esta información se procede a realizar una metodología general de diseño para el dimensionamiento de un sistema SFV en la pequeña-mediana industria.

CAPITULO 3

METODOLOGÍA PARA EL

DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS SFV EN

LA PEQUEÑA-MEDIANA INDUSTRIA

En este capítulo se muestra una metodología general de diseño para el dimensionamiento de sistemas de energía solar fotovoltaica (SFV) en una pequeña-mediana industria, que considera las características geográficas, energéticas y las necesidades de la entidad en estudio.

3.1 DIAGNÓSTICO INICIAL DE LA INDUSTRIA

Ciertamente, el dimensionamiento de un sistema SFV para una industria, conlleva incluir más consideraciones que para una vivienda, debido a la magnitud de las cargas y los equipos especiales que se mantienen operativos con mayor frecuencia (todo el día) por determinadas razones.

En primer lugar, es necesario saber qué tipo de productos o servicios ofrece la industria, conocer sus procesos y equipos o líneas vitales (aquellos que no pueden quedar sin alimentación eléctrica) así como también, si cuenta con algún sistema de respaldo de energía frente a la indisponibilidad del sistema eléctrico nacional, por ejemplo, un grupo electrógeno. Esto permite tener una mejor idea de su demanda eléctrica y sus equipos prioritarios para plantear diferentes soluciones que se ajusten a las necesidades energéticas y a la inversión que la industria está dispuesta a realizar.

El número de personas que laboran en la industria durante un día normal de producción es una variable demográfica de interés, ya que ofrece un estimado de la cantidad de personas que

hacen uso de la energía, no solo en sus respectivas zonas de trabajo, sino también en otras actividades a lo largo de la jornada laboral.

También es importante analizar la distribución de las cargas a alimentar, por lo que es necesario estudiar los planos eléctricos de la industria o en su defecto, visitar las instalaciones para realizar un bosquejo de la ubicación de tableros principales y de usos generales, equipos, luminarias y otros elementos de interés.

Conocer la ubicación de los tableros eléctricos y la distribución de la industria, permite analizar el espacio más adecuado para la instalar todo lo que implica un sistema SFV (inversores, controladores, bancos de baterías, protecciones y la respectiva canalización).

Durante el día, la industria tiene un determinado consumo energético, ciertamente por labores de producción. Sin embargo, durante la noche, también presenta un consumo eléctrico debido a los equipos que permanecen encendidos las 24 horas, como refrigeradores, aires acondicionados, sistemas de seguridad, luminarias de determinados espacios, entre otros. Por ello, es indispensable cuantificar la demanda eléctrica de estos elementos para plantear una solución de respaldo que suministre energía a dichas cargas; si ocurre un corte de electricidad prolongado durante la noche.

Asimismo, es imprescindible conocer los planos de distribución de la industria para saber si dispone de estacionamiento o espacios abiertos que puedan servir para la instalación de paneles solares. También es vital conocer el tipo de tejado que tiene la edificación, así como el área total (de construcción y terreno), a fin de determinar la estructura más adecuada para instalar los paneles fotovoltaicos y el área aprovechable donde puede tener lugar dicha instalación, considerando la respectiva separación que debe haber entre cada arreglo de paneles fotovoltaicos.

3.2 CARACTERIZACIÓN DEL CONTEXTO GEOGRÁFICO

En este apartado se muestran las consideraciones desde el punto de vista geográfico y de irradiación solar del emplazamiento.

3.2.1 Ubicación geográfica del emplazamiento

Utilizando una herramienta gratuita de posicionamiento global online como *Google Earth* [33], se puede determinar con exactitud la ubicación geográfica de la industria a fin de obtener dos variables imprescindibles para el dimensionamiento:

1. La latitud, que puede tomarse como el ángulo de inclinación óptimo que deben tener los módulos fotovoltaicos para mayor aprovechamiento de la energía solar.
2. La dirección del norte/sur, para conocer la orientación que tendrán los módulos fotovoltaicos y la desviación respecto al ecuador (azimut).

Conocida la latitud se puede hacer uso de cartas solares (cilíndricas o estereográficas) como las que ofrece la herramienta online *Sun Earth Tools* [34] para analizar la trayectoria del sol a lo largo del año y determinar cuál es la orientación más óptima para los módulos fotovoltaicos en caso de realizarse la instalación en un tejado con diferentes pendientes de inclinación.

3.2.2 Consideración de las sombras

Es importante analizar los elementos que se encuentran en las cercanías de la industria y que pueden generar sombras sobre el arreglo de los paneles solares, tales como edificios, antenas, vallas publicitarias, árboles u otros. Para esto, se hace uso de un diagrama considerando:

1. Las cartas solares de los meses con menor altura solar (21 de junio o 21 de diciembre, dependiendo del hemisferio donde se encuentre la industria).
2. La altura de los distintos obstáculos respecto al arreglo SFV (medida en grados).
3. La distancia de los obstáculos respecto al arreglo SFV (medida en grados).

Asimismo, es necesario estudiar el perfil del horizonte de la industria, es decir, los terrenos elevados como montañas y colinas que se encuentran alrededor y cuyo relieve puede generar sombras sobre el arreglo SFV por la salida y puesta del sol.

De igual forma, se debe calcular la separación que debe haber entre cada fila de paneles solares de manera que no se genere sombras entre ellos y se pueda utilizar la superficie de instalación de manera óptima. Para ello, se puede hacer uso de rutinas de cálculo que

proporcionan la distancia de separación recomendada en base a la latitud, la inclinación y la altura de los módulos.

3.2.3 Cuantificación de la radiación solar en el emplazamiento

Cuantificar el potencial del recurso solar en la industria es imprescindible para el dimensionamiento del sistema SFV. Haciendo uso de atlas solares online como PVGIS y Global Solar Atlas se puede determinar el mes con más bajo nivel de irradiación solar considerando el ángulo de inclinación óptimo para la instalación de los módulos solares fotovoltaicos, dado que, si se diseña en base a esta condición de irradiación solar, el sistema podrá suministrar energía a las cargas los demás meses del año efectivamente.

Es importante acotar que, la irradiación recomendada para el diseño del sistema de suministro de energía está relacionada con la irradiación solar óptima global (considerando el ángulo óptimo). En el caso de emplazamientos con latitudes cercanas al ecuador y cuyo ángulo óptimo para la captación de la irradiación solar sea menor a 10 grados de inclinación, los fabricantes de módulos solares recomiendan asumir una inclinación mayor o igual a 10 grados. Entre las razones en que se fundamentan la recomendación se incluyen: reducir la acumulación de sucio o polvo atmosférico, facilitar su auto lavado cuando ocurren las precipitaciones, evitar la aparición de hongos por humedad, entre otros factores.

3.3 CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA

Para dimensionar el sistema SFV autónomo de la industria, es necesario cuantificar la carga eléctrica que será respaldada por dicho sistema, es decir, realizar un inventario considerando la potencia consumida por cada equipo y su tiempo de funcionamiento al día.

3.3.1 Medición individual de la energía eléctrica consumida por cada equipo

Si se pretende dimensionar un sistema SFV de respaldo para un determinado conjunto de equipos, como por ejemplo las máquinas que conforman una línea de producción, servidores de red o equipos de oficina; se puede conocer la potencia de cada aparato consultando las especificaciones técnicas en su manual o los datos de placa. Si no es posible determinar este valor, se debe cuantificar la potencia activa del equipo de manera experimental, colocando un

medidor de potencia en la entrada de alimentación, o bien, midiendo con una pinza amperimétrica la corriente del equipo en la línea o las líneas del equipo (si se trata de un aparato bifásico o trifásico) para calcular la potencia según sea el caso:

Potencia real monofásica:

$$P = V_L \cdot I_L \cdot \cos \theta \quad (3.1)$$

Potencia real bifásica:

$$P = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos \theta \quad (3.2)$$

Potencia real trifásica:

$$P = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos \theta \quad (3.3)$$

Donde V_L es el voltaje de línea, I_L es la corriente de línea y $\cos \theta$ el factor de potencia del equipo.

En el caso de calcular la potencia eléctrica de motores a partir de los datos de placa, se debe considerar el rendimiento (η) y la potencia mecánica (P_{Mec}):

$$P_{Elec} = \frac{P_{Mec}}{\eta} \quad (3.4)$$

Es imprescindible conocer el tiempo de uso o de funcionamiento de los equipos para calcular, una vez conocida la potencia, la energía que demanda cada aparato al día. Estos tiempos de funcionamiento pueden determinarse a partir del cronograma de producción semanal o mensual que tiene la industria, solicitarse a la gerencia de producción o determinarse mediante análisis estadísticos.

3.3.2 Medición de la energía eléctrica total demandada por la industria

Cuantificar el consumo eléctrico de toda la industria para dimensionar un sistema SFV de autonomía o respaldo total, se puede realizar de diversas maneras:

3.3.2.1 *Mediante un analizador de redes.* Se coloca un analizador de redes en el tablero principal de la instalación para monitorear el perfil de cargas de la industria durante el día. Este equipo ofrece valores de potencia activa, reactiva y aparente, así como el factor de potencia y la distorsión armónica (THD) las 24 horas del día.

3.3.2.2 *Mediante el facturado eléctrico.* Se puede hacer uso de las facturas de electricidad donde se refleja la energía consumida por la industria al mes. Este último método es más sencillo, económico y fácil de implementar con resultados bastante confiables.

3.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES

En este apartado se muestran algunas consideraciones especiales para garantizar la vida útil y el funcionamiento eficiente del sistema SFV, al mismo tiempo que contribuyen a mejorar el sistema eléctrico de la industria.

3.4.1 Arrancadores para equipos con elevada corriente de arranque

Los motores de inducción, que están presentes en una gran cantidad de equipos industriales, tienen una corriente de arranque elevada (de 3 a 5 veces la corriente nominal) que a largo plazo puede dañar el motor y la red de alimentación [35]. Además, estas corrientes elevadas pueden ocasionar daños al sistema SFV reduciendo su vida útil y rendimiento.

Para evitar este pico en la corriente de arranque, los motores deben contar con un arrancador suave, sabiendo que estos se encargan de controlar el voltaje eficaz suministrándolo de forma gradual hasta llegar al nominal de funcionamiento, así como la corriente de arranque que consume el motor y el par que se genera [35].

Si hay motores en la industria que tienen una corriente de arranque elevada y no disponen de un arrancador suave, es necesario dimensionarlo. Para esto se deben analizar diferentes marcas, ya que cada fabricante ofrece tablas y calculadoras *online* para seleccionar el arrancador adecuado considerando las características eléctricas del motor (voltaje, potencia y frecuencia), su utilidad (compresor, bomba, mezcladora, etc.), las condiciones de trabajo (temperatura y altitud) y la carga (momento de inercia) [36].

3.4.2 Compensación reactiva

El bajo factor de potencia en el sistema eléctrico industrial, disminuye el rendimiento y la vida útil de los inversores en los sistemas SFV, por lo que es necesario compensar con energía reactiva para que este factor de potencia sea lo más cercano a la unidad. Distintos autores en sus investigaciones recomiendan ubicar este módulo de compensación en el punto común donde converge el sistema SFV, la carga de la industria y a la línea de distribución, como se muestra en la figura 3.1 [31]:

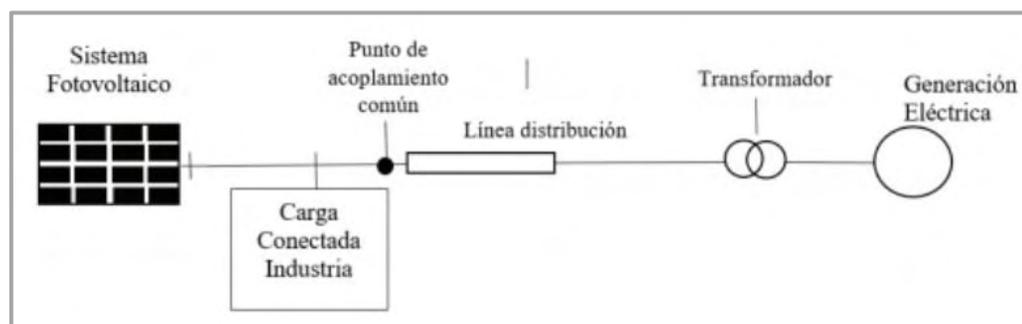


Figura 3.1 Ubicación del módulo de compensación de reactivos en el punto común de acoplamiento [31]

Aunque la compensación de reactivos en sistemas SFV industriales depende del perfil de carga, uno de los métodos más usados para estos casos es la implementación de un banco de capacitores automático con filtro de rechazo por las ventajas que presenta [31]:

1. Garantiza la vida útil del inversor, haciendo que solo genere potencia activa.
2. Bajo costo de inversión y mantenimiento.
3. Alto enfoque en aporte de reactivos.
4. Fácil de implementar.
5. Apto para aplicarse con sistemas fotovoltaicos.
6. El filtro de rechazo tiene alta capacidad para absorber contenido armónico y evita la amplificación armónica que puede ocasionar daño en equipos.

3.5 ESTUDIO DE MERCADO DE LOS EQUIPOS PARA EL SISTEMA SFV

Se debe realizar un estudio de mercado para determinar los equipos con mejor relación calidad-costos que se comercializan y que serán considerados para el sistema SFV, ya que para el dimensionamiento son indispensables algunas especificaciones técnicas, como la capacidad y el voltaje de las baterías, la potencia y la corriente de corto circuito de los módulos solares.

3.6 DIMENSIONAMIENTO

Con las consideraciones de los apartados anteriores, se tiene la información necesaria para dimensionar el sistema SFV. Para ello, se puede hacer uso de alguna metodología o programa en específico, adoptando las normativas que regulan el diseño de sistemas SFV en el país.

3.7 RESUMEN DE LA METODOLOGÍA

El diagrama de flujo de la figura 3.2, muestra los pasos para realizar el dimensionamiento de un sistema SFV en una pequeña-mediana industria.

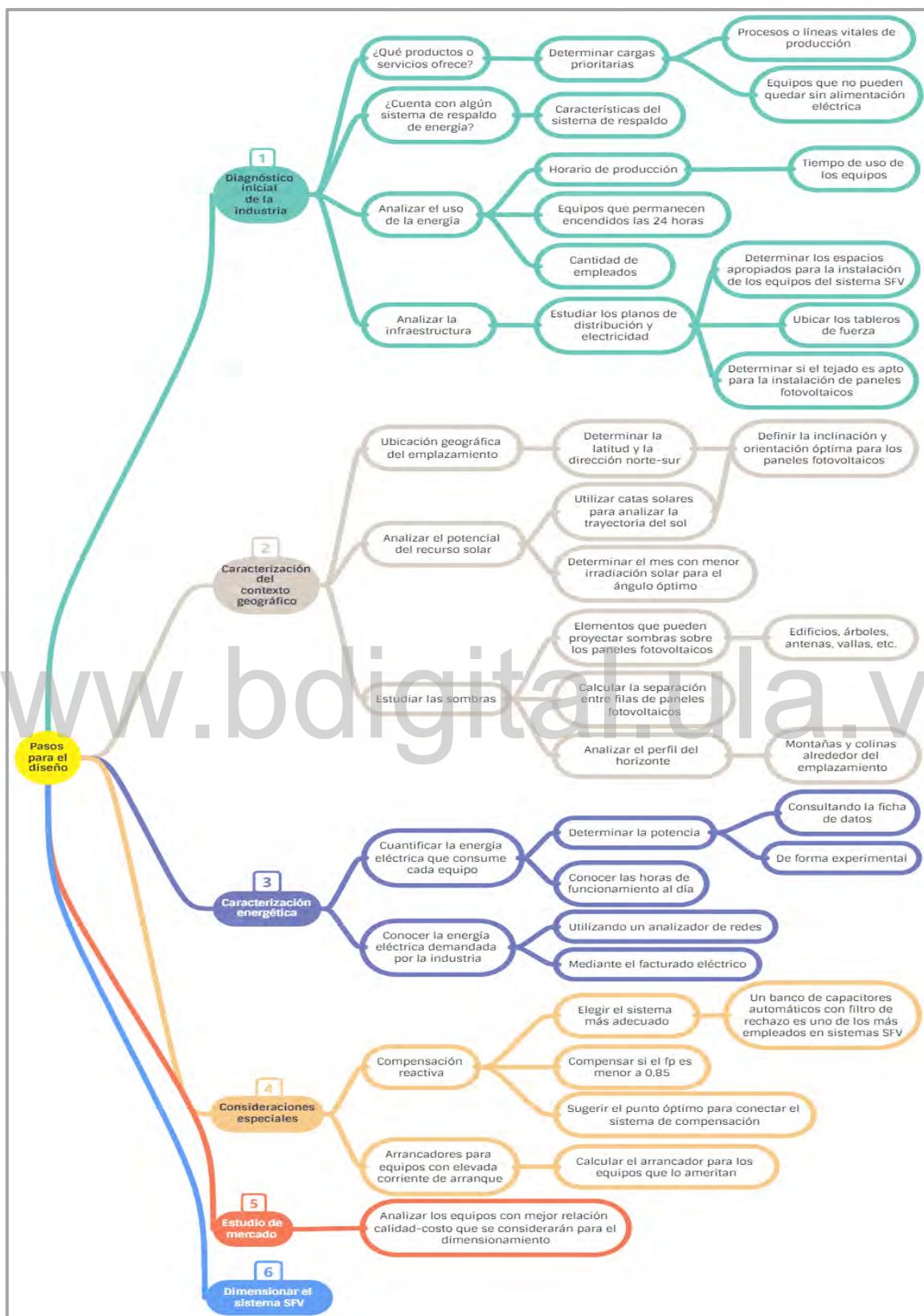


Figura 3.2 Pasos para el dimensionamiento de sistema SFV en una pequeña-mediana industria

CAPITULO 4

EVALUACIÓN DE SOLUCIONES TÉCNICAS Y FINANCIERAS EN EL USO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En este capítulo se muestran los criterios de diseño considerados para el dimensionamiento y las soluciones aplicables en la industria a partir de los datos recopilados durante la realización de esta investigación.

4.1 DIAGNÓSTICO INICIAL DE VEVALCA

4.1.1 ¿Qué es VEVALCA?

El laboratorio farmacéutico VEVALCA es una división de laboratorios VALMOR, C.A dedicado a la producción de medicamentos para animales, ubicado en la ciudad de Mérida, Venezuela. En el mismo, laboran alrededor de 30 trabajadores en distintas áreas de lunes a viernes en un horario de 7:30 am a 4:30 pm con intermedio libre de 12:00 pm a 1:30 pm para almorzar.

4.1.2 Análisis de la distribución e infraestructura

El edificio tiene un área de construcción de aproximadamente 1.167 m², en su mayoría de un solo nivel con una pequeña segunda planta donde se ubica el comedor. El techo es de láminas de zinc, apoyado en cerchas y tubos de hierro. Tiene un pequeño estacionamiento cerrado que funciona como depósito para el despacho de productos y no cuenta con espacios abiertos.

En términos de manufactura, la industria cuenta con dos líneas de producción: una para medicamentos inyectables y otra para medicamentos orales, un área común de empaque, el

área de oficinas y un área de servicios críticos donde se encuentran los equipos vitales para los procesos (caldera, compresor, hidroneumáticos, osmosis inversa y desmineralizador).

4.1.3 Sistema de respaldo actual y distribución eléctrica

En el ámbito eléctrico, la industria cuenta con un grupo electrógeno marca SDMO tipo J100U de 125 kVA, 100 kW, 60 Hz, 208/120 V, trifásico, el cual funciona como sistema de respaldo ante cortes eléctricos por parte de la compañía de electricidad.

Por otra parte, la industria no dispone de planos eléctricos, por lo que no se logró manejar dicha documentación. Sin embargo, se realizaron varias visitas a las instalaciones para determinar la ubicación de los tableros eléctricos, lo cual se puede apreciar en la figura 4.1.

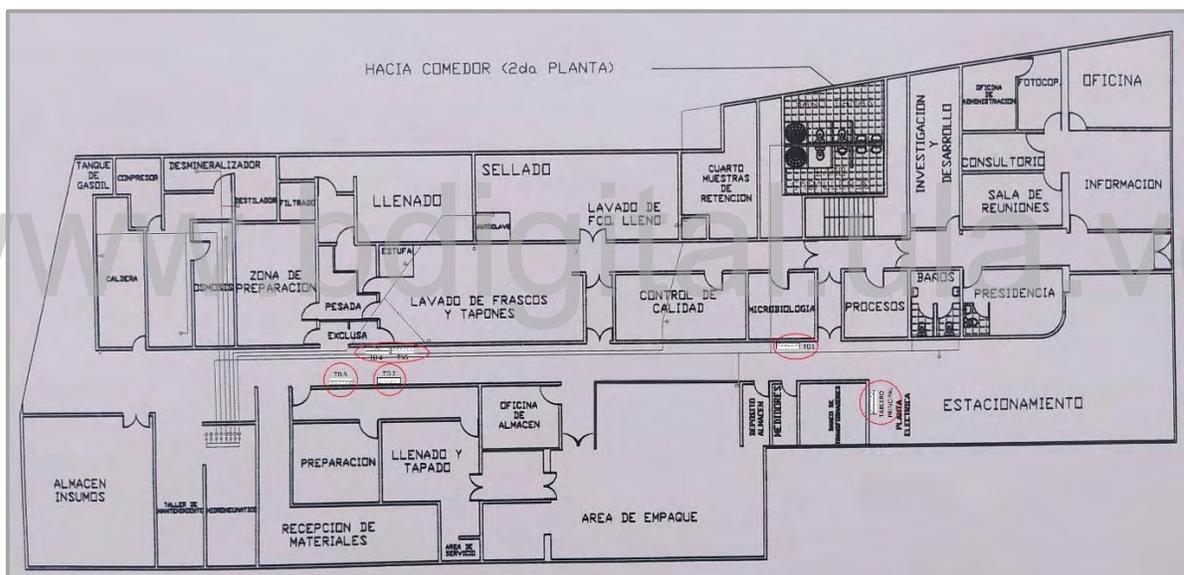


Figura 4.1 Ubicación de tableros principales y tableros de servicios generales (foto tomada por el autor)

4.1.4 Producción y uso de la energía

El cronograma de producción de la industria no es el mismo todas las semanas, ya que varía dependiendo de la materia prima con la que cuenta. Por esto, el tiempo de uso de los equipos varía a lo largo de la semana, aunque algunos permanecen encendidos las 24 horas del día como la luminaria de ciertas áreas y los aires acondicionados de la zona de empaque y sellado, ya que los medicamentos deben mantenerse a una temperatura óptima.

4.2 CARACTERIZACIÓN GEOGRÁFICA DE VEVALCA

4.2.1 Ubicación geográfica del emplazamiento

La industria VEVALCA está ubicada al comienzo de la Av. Andrés Bello, Sector Pie del Llano de la Ciudad de Mérida Edo. Mérida, Venezuela. Geográficamente tiene como coordenadas 8.5784028° de latitud norte y -71.1704972° de longitud. En las figuras 4.2 y 4.3 se puede observar una imagen aérea alejada y acercada del emplazamiento respectivamente, así como la dirección del norte.



Figura 4.2 Vista aérea del emplazamiento



Figura 4.3 Vista aérea cercana del emplazamiento

Como se puede apreciar en la figura 4.3, el techo de la industria tiene varias pendientes, por lo que la orientación de los paneles fotovoltaicos depende de las pendientes del mismo. Asimismo, en promedio, el techo tiene una inclinación entre 15° y 35° , por lo que las pérdidas en el sistema de captación no son muy elevadas, considerando que la latitud del emplazamiento es de aproximadamente 8° y por norma los módulos solares fotovoltaicos deben tener una inclinación mínima de 10° (recomendaciones del sector solar fotovoltaico).

4.2.2 Análisis de las sombras sobre el sistema de captación

Por encontrarse en un país del hemisferio norte, la menor altura solar se tiene para el mes de diciembre (cuando se tiene mayor proyección de sombras).



Figura 4.4 Elementos que proyectan sombra sobre el tejado

Sin embargo, a los alrededores de la industria no hay edificios altos, árboles u otros elementos que puedan proyectar sombras sobre el techo de esta, debido a que se encuentra a las adyacencias del aeropuerto Alberto Carnevalli (donde no están permitidas las construcciones de varios niveles).

No obstante, hay elementos que pueden generar sombras, propios de la infraestructura, como un poste con líneas de media tensión que se encuentra en el frente de la fachada, la salida de aire del grupo electrógeno y de los aires acondicionados, el techo del nivel del comedor y otras irregularidades en la superficie del tejado como se muestran en la figura 4.4.

En cuanto al perfil del horizonte, es bien sabido que la ciudad de Mérida está rodeada por altas montañas tanto en el sureste como en el noroeste, por lo que se estima que el sistema de captación puede recibir energía solar entre 7:30 am y 6:00 pm.

Debido a que, para efectos de este análisis, la instalación de los paneles solares se realiza en el techo, de esta manera no se generan sombras entre ellos, por lo que la única distancia de separación que se debe dejar entre cada arreglo es para facilitar la instalación y el mantenimiento (camionetas).

4.2.3 Cuantificación del recurso solar

Debido a que el techo tiene pendientes de 15° a 35° y, considerando que el ángulo óptimo de inclinación que deben tener los módulos solares para captar la mayor energía según la herramienta PVGIS es de 12° debido a la latitud del emplazamiento, se determina la irradiación solar global promedio diaria (ISGPD) de cada mes bajo estas condiciones para calcular el máximo porcentaje de pérdidas para los meses con menor irradiación y el valor adecuado para dimensionar el sistema SFV.

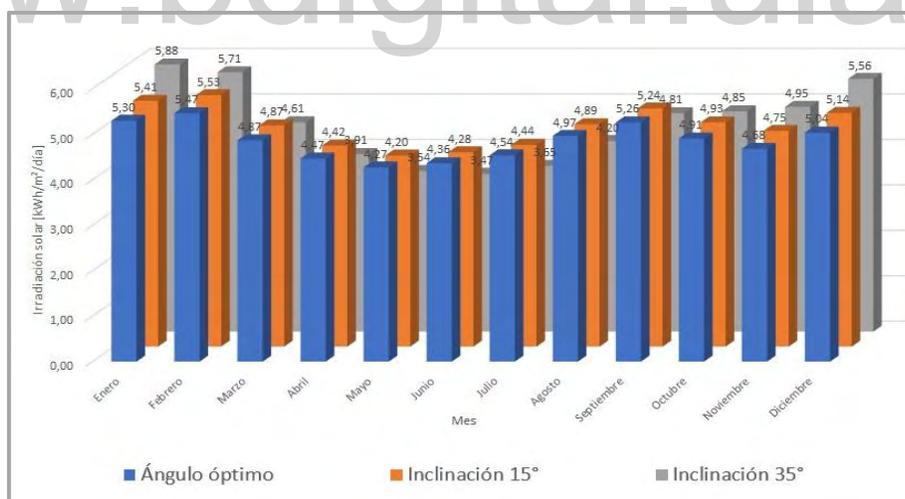


Figura 4.5 Irradiación solar global promedio diaria para cada mes y distintos ángulos de inclinación

En la figura 4.5 se puede observar que, para el ángulo óptimo, mayo es el mes con menor irradiación solar al igual que para una inclinación de 15° , mientras que para la inclinación de

35° Junio es el mes con menor irradiación. En la tabla 4.1 se muestran con detalle estos valores y el porcentaje de pérdida para el peor mes con respecto al ángulo óptimo.

Tabla 4.1 Meses con menor irradiación solar y pérdidas máximas estimadas

Condición	Mes con menor ISGPD	ISGPD (kWh/m ² /día)	Máximo porcentaje de pérdida
Ángulo óptimo (12°)	Mayo	4,27	0%
Inclinación 15°	Mayo	4,20	2,16% (julio)
Inclinación 35°	Junio	3,47	20,42% (junio)

Como se observa en la tabla 4.1, la condición más desfavorable ocurre para el mes de junio y la inclinación de 35° donde hay un 20,42% de pérdidas en el sistema de captación con respecto a la condición óptima. Sin embargo, hay que acotar que esto solo ocurre en junio y que no todo el techo tiene pendientes muy pronunciadas, por lo que se toma el valor de 4,20 kWh/m²/día para el dimensionamiento, correspondiente a la inclinación de 15°.

4.3 CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE VEVALCA

La cuantificación de la carga eléctrica de la industria se realizó empleando dos métodos: a través del facturado eléctrico y mediante la potencia individual de cada equipo, esto para tener dos puntos de comparación sobre el uso de la energía.

4.3.1 Cuantificación de la energía mediante el facturado eléctrico

La producción de VEVALCA se contabiliza desde el mes de noviembre hasta octubre del año siguiente. Para efectos de este trabajo de investigación, la gerencia de planta le proporciona al autor las facturas eléctricas correspondientes al año de producción noviembre 2014 – octubre 2015 (año con mayor volumen de producción de la última década y, por ende, mayor consumo energético), donde se indica la energía y la potencia reactiva del mes con los días facturados, como se muestra en la tabla 4.2.

Los meses marcados en color rojo no se consideran para efectos de este análisis por diferentes razones: los valores de las facturas correspondientes a los meses diciembre de 2014 y enero de 2015 son anómalos, en el mes de marzo de 2015 no se indica la potencia real ni los reactivos

consumidos, mientras que para los meses de agosto y septiembre de 2015 no se encontraron facturas de electricidad. Pese a ello, estos datos son suficientes para determinar que la industria tiene una demanda de energía mensual promedio de 18.671 kWh/mes, equivalente a 622,38 kWh/día y una carga promedio de 113 kW medida por cada mes, donde junio es el mes con mayor carga utilizada (117 kW). Asimismo, se calcula el tiempo de uso de la energía por mes a partir de la energía mensual consumida y la potencia, resultando un promedio de 165,23 h/mes que equivale a 5,51 h/día; este valor indica de forma muy general cómo se utiliza la energía en el mes y en un día de producción respectivamente, teniendo en cuenta que la mayoría de aires acondicionados permanecen encendidos 24 horas al día, mientras que las máquinas, equipos y luminarias solo se utilizan durante la jornada laboral.

Tabla 4.2 Energía consumida por la industria durante el período 2014-2015

Año	Mes	Potencia facturada (kW)	Energía real (kWh)	Energía reactiva (kVArh)	Días facturados	Energía promedio diaria (kWh/día)	Tiempo de uso de la energía (h/mes)
2014	Nov	110	16.600	7.600	30	533,33	150,91
	Dic	157	6.000	9.600	35	—	—
2015	Ene	93	15.300	200	28	—	—
	Feb	112	14.300	7.000	29	493,10	127,68
	Mar	—	16.350	—	34	—	—
	Abr	112	34.000	17.500	28	1214,29	303,57
	May	110	15.800	8.100	28	564,29	143,64
	Jun	117	16.100	8.400	30	536,67	137,61
	Jul	115	17.300	9.100	33	524,24	150,43
	Ago	—	—	—	—	—	—
	Sep	—	—	—	—	—	—
	Oct	115	16.600	8.500	32	518,75	144,35
	Promedio	113	18.671	9.457	30	622,38	165,23

4.3.2 Cuantificación de la energía consumida por cada equipo y tiempo de respaldo

Se realizan varias visitas a la industria para desarrollar un inventario de sus máquinas, equipos y luminarias para conocer su potencia individual. En los equipos que no tienen datos de placa, la potencia instantánea se determina de manera experimental, midiendo la corriente y aplicando las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3 según el caso (en los equipos bifásicos y trifásicos se

considera el promedio de todas las corrientes), mientras que, en los equipos con datos de placa, se utiliza directamente el valor de potencia indicado, aunque en los motores se aplica la ecuación 3.4 para determinar la potencia eléctrica. La potencia de los aires acondicionados se estima a partir de la ficha técnica de cada unidad y los planos de aire acondicionado y ventilación que la gerencia le proporciona al autor. Por otra parte, el tiempo de uso de cada equipo se estima en función de la producción supervisada por el autor durante 2 semanas y algunas estimaciones proporcionadas por la gerencia de producción, lo que permite hacer un análisis sobre el tiempo de respaldo que puede tener cada equipo en caso de un corte de electricidad.

En las tablas 4.3, 4.4 y 4.5 se muestra el inventario de equipos, luminarias y aires acondicionados respectivamente, donde se indica su potencia y la demanda energética bajo el tiempo de uso que se considera para el dimensionamiento del sistema SFV en condición de respaldo. Este tiempo de respaldo previsto para el diseño, corresponde a 3 horas continuas.

Tabla 4.3 Inventario de equipos y demanda de energía individual en condición de respaldo

Equipo	Cantidad	Potencia de c/u (kW)	Potencia total (kW)	Tiempo de uso (hora/día)	Demanda de energía (kWh/día)
Área de oficinas: presidencia, gerencia, administración e información					
Ordenador de mesa	7	0,300	2,100	3,0	6,300
Fotocopiadora	1	0,100	0,100	0,3	0,030
Impresora	4	0,100	0,400	0,3	0,120
Radio pequeña	1	0,040	0,040	3,0	0,120
TV 32"	1	0,250	0,250	3,0	0,750
Sistema de cámaras de seguridad	1	0,150	0,150	3,0	0,450
Cafetera	1	0,700	0,700	0,2	0,140
		Ptotal	3,740	Dtotal	7,910
Área de comedor					
Estufa	1	1,500	1,500	1,0	1,500
Nevera	1	0,083	0,083	3,0	0,249
TV 32"	1	0,250	0,250	0,5	0,125
		Ptotal	1,833	Dtotal	1,874
Área de control de calidad					
Estufa	1	1,420	1,420	1,5	2,130
Agitador Vortex	1	0,220	0,220	1,0	0,220
Conductímetro Vortex	1	0,009	0,009	3,0	0,027
pH-metro	1	0,009	0,009	3,0	0,027

Tabla 4.3 Inventario de equipos y demanda de energía individual en condición de respaldo (continuación)

Equipo	Cantidad	Potencia de c/u (kW)	Potencia total (kW)	Tiempo de uso (hora/día)	Demanda de energía (kWh/día)
Espectrofotómetro	1	0,070	0,070	2,0	0,140
Impresora	1	0,100	0,100	0,2	0,020
Ordenador de mesa	2	0,300	0,600	5,0	3,000
Balanza analítica	1	0,010	0,010	1,0	0,010
Campana de extracción de gas	1	1,119	1,119	0,5	0,560
Autoclave vertical	1	4,500	4,500	1,5	6,750
Baño de María	1	0,300	0,300	3,0	0,900
		Ptotal	8,357	Dtotal	13,784
Área de microbiología					
Bomba	1	0,373	0,373	1,0	0,373
Autoclave vertical	1	4,500	4,500	1,5	6,750
Incubadora	1	0,650	0,650	3,0	1,950
Manómetro de flujo laminar	1	0,009	0,009	3,0	0,027
Ordenador de mesa	1	0,300	0,300	3,0	0,900
		Ptotal	5,832	Dtotal	10,000
Área de inyectables: preparación, llenado, sellado, lavado de frascos y tapones					
Llenadora de inyectables	1	11,089	11,089	3,0	33,266
Plato de acumulación	1	0,210	0,210	3,0	0,630
Lavadora de frascos vacíos	1	0,671	0,671	3,0	2,013
Estufa	1	21,466	21,466	2,0	42,932
Autoclave	1	2,936	2,936	1,5	4,404
Selladora	1	1,114	1,114	3,0	3,342
Bomba centrífuga	1	0,606	0,606	3,0	1,818
Agitador	1	0,960	0,960	1,5	1,440
Agitador	1	0,492	0,492	1,5	0,738
Balanza electrónica 2 kg	1	0,009	0,009	0,5	0,005
Balanza electrónica 600 g	1	0,005	0,005	0,5	0,003
		Ptotal	39,558	Dtotal	90,590
Área de orales: preparación, llenado, sellado					
Llenadora, enjuagadora, selladora, etiquetadora	1	7,621	7,621	3,0	22,863
Plato de acumulación	1	0,210	0,210	3,0	0,630
Plato de alimentación	1	0,210	0,21	3,0	0,630
Agitador	1	0,961	0,961	1,5	1,442
Agitador	1	0,492	0,492	1,5	0,738
Balanza electrónica 60 kg	1	0,030	0,030	0,2	0,006
Balanza electrónica 4 kg	1	0,018	0,018	0,2	0,004
Balanza electrónica 2 kg	1	0,009	0,009	0,2	0,002
		Ptotal	9,551	Dtotal	26,314

Tabla 4.3 Inventario de equipos y demanda de energía individual en condición de respaldo (continuación)

Equipo	Cantidad	Potencia de c/u (kW)	Potencia total (kW)	Tiempo de uso (hora/día)	Demanda de energía (kWh/día)
Área de empaque y oficina de almacén					
Codificadora	1	0,080	0,080	3,0	0,240
Transportadora	1	0,090	0,090	3,0	0,270
Termoencogible	1	5,805	5,805	1,5	8,708
Engomadora, etiquetadora	1	2,056	2,056	3,0	6,168
Ordenador de mesa	1	0,300	0,300	3,0	0,900
		Ptotal	8,331	Dtotal	16,286
Área de servicios críticos					
Central de incendios	1	0,100	0,100	3,0	0,300
Bomba contra incendios	1	4,546	4,546	0,01	0,045
Bomba de tanque subterráneo	2	4,546	9,092	1,0	9,092
Caldera	1	6,461	6,461	1,5	9,692
Hidroneumático	1	0,644	0,644	1,5	0,966
Compresor	1	15,000	15,000	1,5	22,500
Desmineralizador	1	0,750	0,750	3,0	2,250
Destilador	1	0,750	0,750	3,0	2,250
Equipo de osmosis inversa	1	2,200	2,200	3,0	6,600
Bomba del lazo de osmosis inversa	1	2,237	2,237	3,0	6,711
		Ptotal	41,780	Dtotal	60,406
		Ptotal de equipos	118,982	Dtotal de equipos	227,163

Tabla 4.4 Tipos de luminaria y demanda de energía individual en condición de respaldo

Tipo de luminaria	Cantidad	Potencia de c/u (kW)	Potencia total (kW)	Tiempo de encendido (hora/día)	Demanda de energía (kWh/día)
LED	48	0,060	2,880	3,0	8,640
LED	36	0,020	0,720	3,0	2,160
Tubos fluorescentes x 2	10	0,080	0,800	3,0	2,400
Tubos fluorescentes x 3	4	0,120	0,480	3,0	1,440
Tubos fluorescentes x 4	31	0,160	4,960	3,0	14,880
Bombillo fluorescente	2	0,035	0,070	3,0	0,210
		Ptotal	9,910	Dtotal	29,730

Tabla 4.5 Aires acondicionados y demanda de energía individual en condición de respaldo

Equipo	Modelo	Potencia (kW)	Tiempo de encendido (h/día)	Demanda de energía (kWh/día)
A. A. Oficinas y pasillo de entrada				
Unidad Daikin 5 Ton.	D-060-0S2	5,080	3,0	15,240
A.A. De control de calidad, procesos, pasillo y cuarto de muestras				
Unidad Carrier 3 Ton.	38CK036-X	3,560	3,0	10,680
A. A. Cuarto de transformadores				
Unidad CIAC 18.000 BTU	CG43LX018	1,800	3,0	5,400
A.A. Comedor				
Unidad CIAC 18.000 BTU	CG43LX018	1,800	1,0	1,800
A. A. Inyectables: preparación, lavado, llenado y sellado				
Unidad Daikin 5 Ton.	D-060-0S3	5,080	3,0	15,240
Unidad Carrier 5 Ton.	38CK060	5,410	3,0	16,230
Unidad Carrier 5 Ton.	38CK060	5,410	3,0	16,230
Unidad Carrier 3 Ton.	38CK036	3,560	3,0	10,680
A. A. Orales: pasillo, preparación, llenado, tapado y recepción de materiales				
Unidad Carrier 5 Ton.	38CK060	5,410	3,0	16,230
A. A. Empaque, oficina de almacén y pasillo de orales				
Unidad Carrier 5 Ton.	38CK060	5,410	3,0	16,230
A. A. Almacén de insumos				
Unidad Split 24.000 BTU	Peake	2,260	3,0	6,780
	Ptotal	44,780	Dtotal	130,740

De las tablas 4.3, 4.4 y 4.5, se puede observar que la carga total de la industria es de 173,672 kW y, si todos los equipos funcionaran al mismo tiempo en condición de respaldo, la demanda máxima es de 387,633 kWh, cosa que no ocurre en realidad, por lo que se calcula un factor de demanda y un factor de simultaneidad al dimensionar el sistema SFV.

Como se observa en la tabla 4.5, los aires acondicionados tienen un consumo energético elevado. De hecho, la gran mayoría permanecen operativos 24 al día para preservar en óptimas condiciones los medicamentos y los insumos para su manufactura tanto en zonas de elaboración como de empaque y almacenamiento, a excepción de los aires del comedor y las oficinas que se encienden solo durante el almuerzo y la jornada laboral respectivamente. Sin embargo, la potencia que consume cada aire acondicionado depende de la temperatura a la que se ajusta, y en este aspecto hay que destacar que algunos están configurados para ofrecer una

temperatura mucho más baja que otros, especialmente los que suministran aire a las zonas de preparación.

4.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES

Para asegurar el correcto funcionamiento y la vida útil del sistema SFV, se consideraron los equipos con corriente de arranque elevada y se calcula el factor de potencia para analizar la calidad de la energía en la red de la industria.

4.4.1 Dimensionamiento de arrancadores

Muchas máquinas de VEVALCA como los agitadores, bandas transportadoras y bombas, incorporan motores con una potencia comprendida entre 0,35 HP y 0,5 HP, por lo que tienen una corriente de arranque que, para el conjunto de inversores del sistema SFV, resulta manejable, dado que estos equipos pueden proporcionar durante un periodo muy breve (alrededor de 3 segundos) el doble de su potencia nominal.

Tanto la máquina llenadora y selladora de inyectables como la selladora, enjuagadora y selladora de orales, incorporan varios motores de inducción, la primera tiene una potencia de 11,089 kW, mientras que la potencia de la segunda es de 7,621 kW. Sin embargo, aunque su consumo es elevado, cada una cuenta con un variador de frecuencia que permite un arranque suave y controla la velocidad de la máquina durante el proceso, por lo que no amerita el cálculo de un arrancador.

Por otra parte, se determina que los motores con mayor corriente de arranque corresponden al motor del compresor de tornillo, los dos motores que bombean agua del tanque subterráneo, la bomba para el lazo de osmosis inversa y la bomba de la caldera. En la tabla 4.6 se muestran sus características técnicas.

En base a estas características técnicas, se emplea el software gratuito proSoft [37] de ABB para cálculo de arrancadores, para dimensionar el arrancador adecuado de cada uno de estos motores, lo cual se muestra en la tabla 4.7.

Tabla 4.6 Características de motores con mayor corriente de arranque

Potencia (kW)	Utilidad	Fases	Voltaje (V)	Corriente nominal (A)	Frecuencia (Hz)	Velocidad (rpm)
15	Compresor	3	220-230	48 – 46	60	3540
3,73	Bomba	3	220-440	14,4 – 7,2	60	3450
2,2	Bomba	2	220	10,5	60	3450
3,73	Bomba	3	220	13,9	60	3450

Tabla 4.7 Arrancadores para equipos con alta corriente de arranque

Equipo	Características de los arrancadores					
	Marca	Modelo	Corriente nominal (A)	Voltaje máximo (V)	Número de arranques por hora	Precio (USD)
Compresor de martillo (15 kW)	ABB	PSR60-600-70	57,5	600	15	424,65
Bomba tanque subterráneo (3,73 kW)	ABB	PSR16-600-70	15,3	600	77	212,67
Bomba osmosis inversa (2,2 kW)	ABB	PSR9-600-70	8,6	600	120	154,48
Bomba de caldera (3,73)	ABB	PSR16-600-70	15,3	600	77	212,67

Es de saber que, para la implementación de un arrancador, es necesario añadir al tablero de fuerza de cada equipo, un contactor y un disyuntor para el control del mismo. Sin embargo, actualmente cada equipo cuenta con estos elementos, por lo que no es necesario su dimensionamiento.

4.4.2 Compensación reactiva

Para determinar si es necesario un sistema de compensación reactiva, se calcula el factor de potencia a partir de la tabla 4.2, dividiendo la energía activa y la energía reactiva mensual por

el tiempo promedio de uso de la energía, obteniendo así, los resultados que se muestran en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Potencia de la industria y factor de potencia promedio

Año	Meses	Potencia real (kW)	Potencia reactiva (kVAr)	Potencia aparente (kVA)	fp
2014	Nov.	110	50,36	120,98	0,91
	Dic.	157	—	—	—
2015	Ene.	93	—	—	—
	Feb.	112	54,83	124,70	0,90
	Mar.	—	—	—	—
	Abr.	112	57,65	125,97	0,89
	May.	110	56,39	123,61	0,89
	Jun.	117	61,04	131,97	0,89
	Jul.	115	60,49	129,94	0,89
	Ago.	—	—	—	—
	Sep.	—	—	—	—
	Oct.	115	58,89	129,20	0,89
	Promedio	113	57,09	126,62	0,89

Como se puede apreciar, el factor de potencia promedio de la industria es de 0,89, por lo que no se requiere compensación, ya que para esta condición el rendimiento de los inversores disminuye entre 1% y 3% respecto a su valor nominal (como se observa en la figura 2.4), siendo una pérdida de bajo impacto que se puede asumir.

4.5 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SFV DE VEVALCA

Se dimensiona un sistema SFV empleando el método de Censolar para dos casos: respaldo total de la industria y respaldo para los elementos de una línea vital, ambos casos para un tiempo de respaldo de 3 horas. Previamente se realiza un estudio de mercado para determinar los equipos con mejor relación calidad-costos que se comercializan en el ámbito nacional e internacional, y que se consideran para el dimensionamiento.

Debido a que las máquinas no se utilizan en la misma medida todos los días, se calcula un factor de demanda a partir del mes con mayor potencia facturada (junio) y la potencia total estimada por cada equipo.

$$f_{DEM} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga total conectada}} = \frac{117,000 \text{ kW}}{173,672 \text{ kW}} = 0,670 \quad (4.1)$$

Asimismo, dado que las máquinas no están en funcionamiento al mismo tiempo, se calcula un factor de simultaneidad dividiendo el tiempo de uso promedio de la energía consumida al día por las horas laborables; esto, para calcular un valor de demanda diaria más cercano al real para dimensionar el sistema SFV en condición de respaldo.

$$f_{SIM} = \frac{\text{Tiempo de uso de la energía/día}}{\text{Horas laborales/día}} = \frac{5,51 \text{ h}}{8 \text{ h}} = 0,690 \quad (4.2)$$

4.5.1 Caso 1: sistema SFV de respaldo total para 3 horas de autonomía

Para este primer caso, se considera que los equipos del sistema SFV deben instalarse en el área de estacionamiento de la industria, donde se encuentra el tablero principal (ver figura 4.1 y anexo 3) y el grupo electrógeno, debido a que se trata de un sistema de suministro de energía para toda la industria. Esta área tiene 101 m² y un espacio aprovechable de 45,94 m² que resulta adecuado para la instalación de los equipos del sistema SFV.

4.5.1.1 *Cálculo de la potencia para el caso 1.* Para este caso, se toma en cuenta la potencia de todos los equipos de la industria, lo cual se observa en las tablas 4.3, 4.4 y 4.5: total de equipos ($P_{EQP} = 118,98 \text{ kW}$), luminarias ($P_{LUM} = 9,91 \text{ kW}$) y los aires acondicionados ($P_{AIRE} = 44,78 \text{ kW}$). Aplicando el factor de demanda obtenido de la ecuación 4.1 y considerando que los aires acondicionados funcionan todo el día, se tiene que la potencia es la calculada en la ecuación 4.3.

$$P_{CASO 1} = 1 \cdot (P_{AIRE}) + 0,67 \cdot (P_{LUM} + P_{EQP}) \quad (4.3)$$

$$P_{CASO 1} = 1 \cdot (44,78 \text{ kW}) + 0,67 \cdot (9,91 \text{ kW} + 118,98 \text{ kW}) = 131,14 \text{ kW}$$

4.5.1.2 *Cálculo de la demanda energética para el caso 1.* La demanda energética de la industria en condición de respaldo se determina mediante la ecuación 4.4, que considera la demanda de los aires acondicionados ($D_{AIRE} = 130,74 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$) con un factor de simultaneidad

unitario y, por otra parte, la demanda de luminarias ($D_{LUM} = 29,73 \frac{kWh}{día}$), máquinas y equipos ($D_{EQP} = 227,16 \frac{kWh}{día}$) con el factor de simultaneidad obtenido de la ecuación 4.2.

$$D_{CASO 1} = 1 \cdot (D_{AIRE}) + 0,69 \cdot (D_{LUM} + D_{EQP}) \quad (4.4)$$

$$D_{CASO 1} = 1 \cdot \left(130,74 \frac{kWh}{día}\right) + 0,69 \cdot \left(29,73 \frac{kWh}{día} + 227,16 \frac{kWh}{día}\right) = 308,00 \frac{kWh}{día}$$

Este caso se dimensiona considerando los equipos que se muestran en la tabla 4.9.

Tabla 4.9 Módulos solares FV, baterías, controladores e inversor considerados para el sistema SFV del caso 1

Equipo	Disponibilidad	Características técnicas		Precio unitario (USD)
Inversor trifásico SNADI TP - 160 kW	Internacional (China)	-Inversor / cargador tipo gabinete de 160 kW -Vin: (120/208) V -f: (45-65) Hz -Vout: (120/208) V -3 fases + N + T -Eficiencia $\geq 95\%$ -Dimensiones: 121,4x84,8x184,0 cm -Vdc nominal: (96-384) V -La salida AC, entrada DC, el rectificador y el <i>bypass</i> cuentan, cada una, con interruptor termomagnético MEC MCCB ABE 103b de 3 polos, 100 A, 460 V	-Display LCD de información. -Onda sinusoidal pura. -THD $< 4\%$ -Peso: 982 kg -Protección contra cortocircuito, temperatura, batería baja y sobrecarga. -Capacidad de sobre carga: 120% (< 20 segundos) -Voltaje de protección contra sobre descarga: 345 V -Puerto de comunicación: RS485	14.107,0

Tabla 4.9 Módulos solares FV, baterías, controlador e inversor considerados para el sistema SFV del caso 1 (continuación)

Equipo	Disponibilidad	Características técnicas		Precio unitario (USD)
Controlador MPPT SNADI MP-100	Internacional (China)	-2 entradas MPPT -Imáx: 100 A (50 A por cada entrada) -Vn: 384 V -Pmáx sfv: 21.200 W por cada entrada -Dimensiones: 66,4x52,9x15,6 cm -Peso: 24 kg		-Eficiencia \geq 96% -Rango de voltaje del MPPT: (420-800 V) -Protección contra sobrevoltaje: 805 V -Puerto de comunicación: RS485
Módulo solar Risen RSM120-8-590M	Local (Mérida)	-Pmax: 590 Wp -Voc: 41,2 V -Isc: 18,21 A -Vmpp: 34,32 V -Impp: 17,2 A	-Eficiencia: 20,8% -Tipo: mono perc -Dimensiones: 217,2x130,3x3,5 cm -Peso: 31,5 kg	350,0
Batería de litio Pylontech UP5000	Internacional (Colombia)	-Capacidad: 100 Ah -Voltaje: 48 V -Vida útil: 4.500 ciclos -BMS incorporado -Icarga/descarga: 50 A recomendado, 75 A máx.	-Dimensiones: 44,2x48,5x13,2 cm -Peso: 45 kg -Disposición: montada en rack (hasta 16 paralelos) -Puerto de comunicación: RS485 / CAN	1919,1
Rack de batería	Internacional (Colombia)	-Capacidad para 8 unidades	-Chapa laminada de 1,5 mm -Peso: 17 kg	250,0

4.5.1.3 *Cálculo del inversor.* La potencia del sistema inversor viene determinada por las cargas que debe alimentar (131,14 kW). No obstante, se considera un factor de seguridad de 20% adicional a esta potencia para evitar que el sistema inversor trabaje en sus niveles máximos de potencia y, por ende, disminuya su rendimiento por efecto del aumento de la temperatura, por lo que la potencia del sistema inversor debe ser de al menos 157,37 kW.

Bajo este criterio, se selecciona 1 inversor trifásico tipo gabinete de la marca SNADI, de 160 kW (modelo TP) que además cuenta con función para cargar las baterías mediante la entrada de AC. Se considera de esta manera, además, para disponer de 2,63 kW adicionales a la carga conectada, de manera que no se tengan inconvenientes para alimentar otras cargas en caso de que se añadan más equipos en la industria. Las características técnicas del inversor considerado para el dimensionamiento, se muestran en la tabla 4.9.

- **Conexión del inversor con las fuentes de alimentación eléctrica.** En la figura 4.6 se muestra el diagrama unifilar de las distintas fuentes de generación que suministran energía eléctrica a la industria. Como se observa, la red pública y el grupo electrógeno se conectan al sistema de transferencia automático (ATS o *transfer*) que tiene actualmente la industria, y la salida de este se conecta a un conmutador trifásico manual cuya instalación se prevé junto al tablero principal y sirve para seleccionar si el suministro de energía eléctrica se realiza a través del inversor o mediante una línea directa paralela, de esta manera se puede aislar al inversor para efectos de mantenimiento del mismo o del sistema SFV en general. La salida AC del inversor y de la línea directa se conectan en paralelo, siendo este el punto de derivación final al interruptor principal de la industria. Asimismo, en la figura 4.6 se muestra la ubicación de los interruptores para cada circuito.
- **Protocolo para la activación/desactivación del ATS del grupo electrógeno a partir del inversor.** El inversor cuenta con un contacto normalmente abierto (NO) y uno normalmente cerrado (NC) que evidentemente cambian de estado según su funcionamiento. Además, emite una alarma cuando las baterías llegan al voltaje de *cut off*, es decir, el voltaje mínimo para el que se ha ajustado su descarga (profundidad de descarga, que para este caso es de 60% (361 V)). De esta manera, se utiliza el contacto NO del inversor para crear un camino de continuidad entre los terminales de activación remota del ATS que conmuta entre la red y el grupo electrógeno, y encender este último cuando no se tiene generación solar fotovoltaica, energía en las baterías ni suministro de la red, y apagarlo en caso de tener alguna fuente de suministro de energía. Si se tiene suministro por parte de la red pública y se encuentra encendido el grupo electrógeno, este se apaga automáticamente y el ATS cambia su estado, debido a que le otorga prioridad a la red.

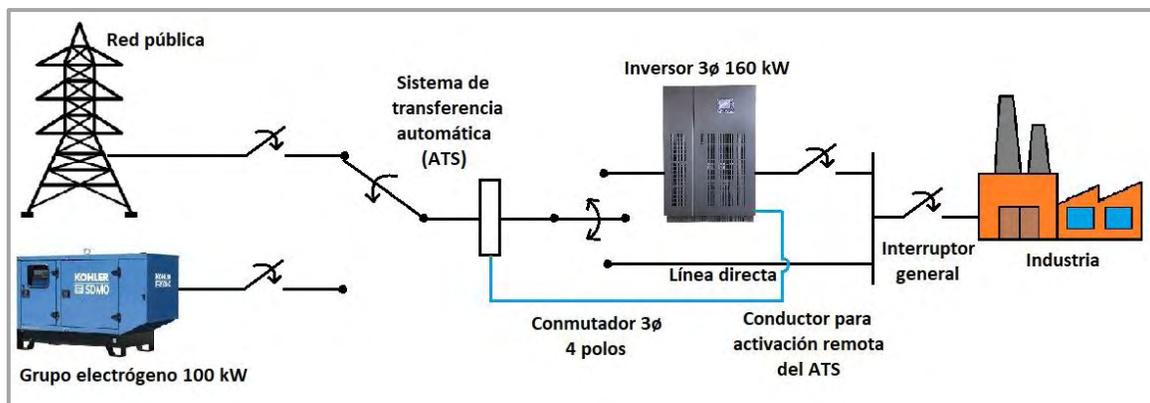


Figura 4.6 Diagrama unifilar de las distintas fuentes de generación eléctrica de la industria para el caso 1

4.5.1.4 Resultados del método Censolar. El método de Censolar se realiza en una rutina de cálculo utilizando, desde la ecuación 2.1 hasta la 2.7; teniendo en cuenta las características técnicas de los equipos de la tabla 4.9 y considerando la eficiencia del inversor (95%) y batería (95%), así como un coeficiente de pérdidas en los conductores por efecto Joule de 5%, un coeficiente de autodescarga de las baterías de 0,5%/día, la hora solar pico del mes con menor irradiación solar (4,20 kWh/m²/día), la tensión DC del sistema (384 V) y 1 día de autonomía.

Asimismo, se considera una profundidad de descarga de 60% en las baterías de litio para prolongar su vida útil, teniendo en cuenta, además, que en condiciones de irradiación solar óptima y durante la jornada laboral, el sistema no demanda tanta energía de las baterías como puede hacerlo en días nublados, ya que para estas condiciones óptimas se espera que el sistema de captación trabaje en su punto de máxima potencia para abastecer la demanda eléctrica ante el corte eléctrico (como un sistema autónomo). Bajo estas condiciones, se tienen los resultados de la tabla 4.10 al aplicar el método de Censolar.

Tabla 4.10 Resultados obtenidos con el método Censolar para el sistema SFV del caso 1

Variable	Valor	Unidad
Factor global de rendimiento (R)	0,853	Adimensional
Energía requerida (E_R)	361,149	kWh/día
Energía del sistema (E_{SFV})	401,277	kWh/día
Número de módulos FV (NM_{SFV})	180,000	Módulo FV
Potencia total de generación (P_T)	106,200	kWp
Capacidad útil de las baterías (C_U)	7,524	kAh

Tabla 4.10 Resultados obtenidos con el método Censolar para el sistema SFV del caso 1 (continuación)

Variable	Valor	Unidad
Capacidad nominal de las baterías (C_N)	12,540	kAh
Número de baterías (NB)	126,000	Batería

Como se observa en la tabla 4.10, el factor global de rendimiento (R) considera las diferentes pérdidas que se tienen en el sistema y debido a las características técnicas de los equipos considerados para el dimensionamiento, tiene un valor cercano a la unidad, por lo que la energía requerida para compensar dichas pérdidas, es 17,26% mayor a la demanda energética calculada para este caso.

4.5.1.5 *Cálculo de módulos solares FV y baterías.* Como se observa en la tabla 4.10, se requieren 180 módulos solares FV y, por su parte, la superficie del techo es basta para la instalación de esta cantidad de módulos (ver anexo 1), ubicándolos de tal manera que no se proyecten sombras en su superficie y cerca del punto de conexión con los controladores (ubicados en estacionamiento de la industria).

De igual forma, en la tabla 4.10 se muestra que la cantidad mínima necesaria de baterías es de 126 unidades, sin embargo, para que el voltaje DC del sistema sea de 384 V y se pueda tener la misma cantidad de baterías conectadas en serie, el total de baterías para este caso es de 128 unidades, cuyas características técnicas se muestran en la tabla 4.9.

4.5.1.6 *Cálculo de los controladores de carga, conexión de los módulos solares FV y las baterías.* Para este caso, se seleccionan controladores MPPT marca SNADI modelo MP-100 cuyas características técnicas se muestran en la tabla 4.9. Para determinar el número de controladores se consideran dos criterios: el máximo número de módulos solares FV que se pueden conectar a las entradas del controlador y el número de baterías que se deben conectar a los mismos, de modo que se conecten la misma cantidad de módulos FV y baterías a cada controlador para que la repartición energética sea lo más equilibrada posible y las baterías puedan cargarse bajo condiciones similares.

Dado que cada controlador cuenta con dos entradas MPPT para la conexión de arreglos SFV, que admiten 50 A y 800 V cada una, el número de módulos solares FV en serie y paralelo que se pueden conectar como máximo por cada MPPT del controlador se calcula como:

$$M_{SERIE} = \frac{V_{MPPT}}{V_{OC \text{ MÓDULO FV}}} = \frac{800,00 \text{ V}}{41,20 \text{ V}} = 19,42 = 19 \text{ módulos FV en serie} \quad (4.5)$$

$$M_{PARALELO} = \frac{I_{MAX \text{ MPPT}}}{1,25 \cdot I_{SC \text{ MÓDULO FV}}} = \frac{50,00 \text{ A}}{1,25 \cdot 18,21 \text{ A}} = 2,20 = 2 \text{ paneles en paralelo} \quad (4.6)$$

De las ecuaciones 4.4 y 4.5, se tiene que a cada MPPT del controlador se pueden conectar como máximo 2 paneles en paralelo, cada uno con 19 módulos solares FV en serie (76 módulos por controlador), y dado que el total de módulos calculados es de 180, se necesitan al menos 3 controladores para distribuir de forma equitativa los módulos SFV.

Por otra parte, debido a que se tienen 128 baterías de litio de 48 V y, considerando que el voltaje DC es de 384 V por las características del inversor y los controladores y, además, para que el calibre de los conductores sea el menor posible; se tienen 16 arreglos de 8 baterías en serie dispuestas en una estructura adecuada (armarios *rack*). De esta manera, para que la distribución de las baterías a los controladores sea equitativa, se requieren 4 controladores para conectar, a cada uno, 4 arreglos en paralelo de 8 baterías en serie.

Por lo tanto, el número de controladores para este caso es de 4 unidades, y bajo esta condición, a cada controlador se conectan 45 módulos FV, de modo que a un MPPT se conectan dos paneles en paralelo, cada uno de 13 módulos FV en serie y en el otro MPPT, un panel de 19 módulos FV en serie. En la figura 4.7 se muestra el esquema de conexión de los controladores con los paneles solares, pasando por la caja de combinaciones y sus respectivas protecciones, mientras que en la tabla 4.11 se muestra la configuración para la conexión de los módulos solares FV, controladores y baterías de este primer caso.

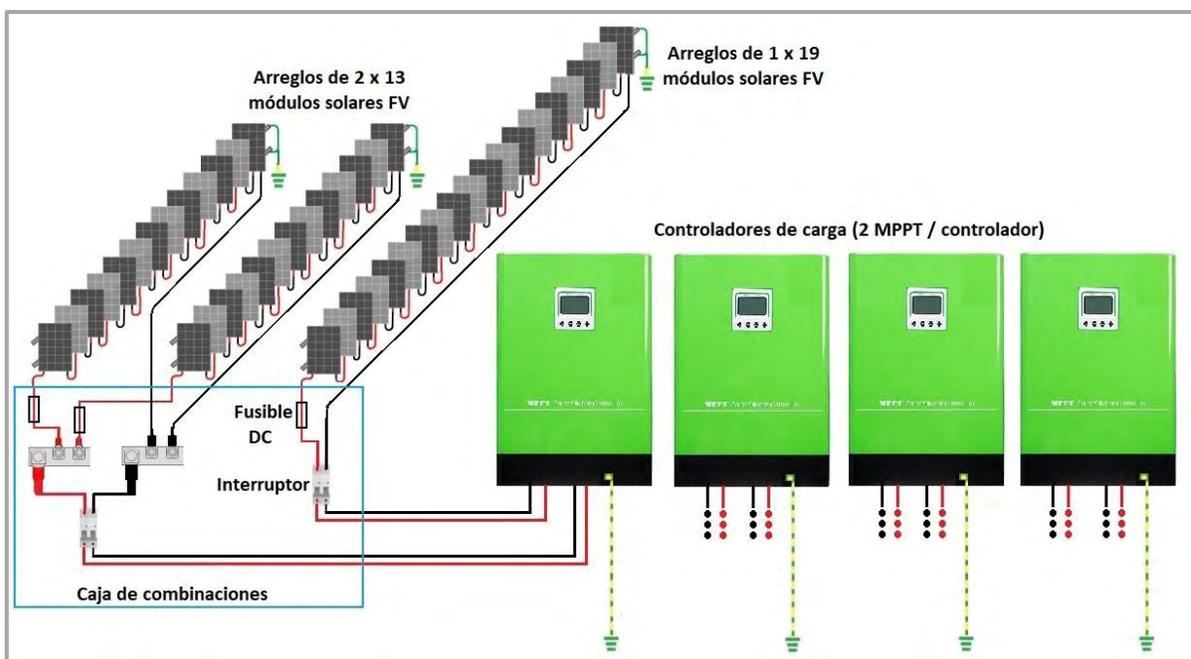


Figura 4.7 Conexión de los paneles solares con los controladores y las baterías, SFV caso 1

Tabla 4.11 Distribución de los módulos solares FV, controladores y baterías, SFV caso 1

Inversor	1							
Baterías conectadas	4 paralelos de 8 baterías en serie		4 paralelos de 8 baterías en serie		4 paralelos de 8 baterías en serie		4 paralelos de 8 baterías en serie	
Controlador	1		2		3		4	
Entrada del controlador	MPPT 1	MPPT 2						
Paneles FV en paralelo	1	2	1	2	1	2	1	2
Módulos FV en serie	19	13	19	13	19	13	19	13

4.5.1.7 *Cálculo de conductores.* El cálculo de conductores DC comprende los tramos mostrados en la tabla 4.14. La máxima caída de tensión considerada para el sistema DC es de 3,5%, distribuida para cada circuito como se muestra en la misma tabla.

Para el dimensionamiento de los conductores en DC, se utiliza una marca de cable que se comercializa en el mercado local y cuyas características técnicas se muestran en la tabla 4.12. Se considera la normativa pertinente al NEC (*National Electrical Code*), donde se contemplan factores por exposición al sol, agrupamiento de conductores y temperatura ambiental, así

como el criterio por capacidad de corriente y caída de voltaje. Se utiliza la herramienta gratuita de Procables [38] para el cálculo de conductores, que, de igual manera, sigue las normativas del NEC para estos efectos y considera la condición de caída de tensión y máxima capacidad de corriente para elegir el conductor adecuado. Hay que recalcar que los conductores de los paneles solares FV deben colocarse suspendidos 5 cm del techo para que no disminuyan sus capacidades conductivas por efecto del sobrecalentamiento.

Por otra parte, los circuitos en AC comprenden los tramos mostrados en la tabla 4.14. La máxima caída de tensión considerada es de 2,0%, distribuida para cada circuito como se muestra en la misma tabla.

La conexión actual de la industria de la red pública y el grupo electrógeno con el ATS no se modifican, salvo la salida de este último que se conecta con la entrada del conmutador trifásico mediante el cableado actual existente, esto se muestra claramente en la figura 4.6.

Tabla 4.12 Características de conductor PV DC comercial, SFV caso 1

Calibre		Disponibilidad	Resistencia máxima (Ω/km)	Capacidad de corriente (A)	Precio / metro (\$)	Características técnicas
mm^2	Eqv. aprox. AWG					
4	12	Local (Mérida)	4,95	45	1,60	-Marca: Procables -Aislamiento en polietileno y chaqueta termoplástica. -T de -25 a 90 °C -Vmáx: 2.000 V
6	10		3,30	58	2,40	
10	8		1,91	83	4,00	
16	6		1,21	117	6,40	

Para el dimensionamiento de los conductores en AC, se utiliza una marca de cable que se comercializa en el mercado local y cuyas características técnicas se muestran en la tabla 4.13 (la capacidad de corriente se corresponde con la tabla 310-16 del CEN).

Tabla 4.13 Características de conductores AWG THW comerciales, SFV caso 1

Calibre	Disponibilidad	Resistencia máxima (Ω/km)	Capacidad de corriente (A)	Precio / metro (\$)	Características técnicas
14 AWG	Local (Mérida)	8,46	20	0,50	-Marca: Aralven -Conductor de cobre trenzado. -Aislamiento de PVC de 75°C. V _{máx} : 600 V
4/0 AWG		0,266	175	18,00	
250 kcmil		0,167	230	22,00	

Tabla 4.14 Circuitos en DC y AC, y caída de tensión máxima para cada tramo, SFV caso 1

Subsistema	$\Delta V\%$ considerado para el cálculo
Circuitos en DC	
Paneles – regulador	1,0%
Regulador – baterías	1,5%
Baterías – inversor	1,0%
Circuitos en AC	
Conmutador – inversor	1,0%
Inversor – interruptor principal de la industria	1,0%
Conmutador – interruptor principal de la industria	2,0%

- Cálculo de conductores para la conexión de paneles FV con las barras de conexión DC.** Los conectores de los módulos solares constan de conductores de 35 cm de longitud, de calibre 4.0 mm² con terminales MC4 que soportan 30 A y 1.000 V máximo. Por ende, solo se requiere calcular los conductores positivos y negativos de cada panel. En la tabla 4.15 se muestran los conductores calculados, considerando la corriente máxima de los paneles solares fotovoltaicos (ecuación 2.8) y la distancia desde el arreglo hasta la caja de combinaciones estimada a partir del modelo 3D desarrollado (anexo 1).

Tabla 4.15 Conductores para la conexión de paneles solares con las barras, SFV caso 1

Panel FV	Distancia del panel hasta la barra DC (m)	Imáx de cada panel FV (A)	Voc máx de cada panel FV (V)	$\Delta V\%$	Calibre del conductor (mm ²)
1	3,00	22,76	535,60	0,20	4
2	3,50	22,76	535,60	0,20	4
3	7,35	22,76	535,60	0,40	4
4	7,35	22,76	535,60	0,40	4

Tabla 4.15 Conductores para la conexión de paneles solares con las barras, SFV caso 1 (continuación)

Panel FV	Distancia del panel hasta la barra DC (m)	Imáx de cada panel FV (A)	Voc máx de cada panel FV (V)	$\Delta V\%$	Calibre del conductor (mm ²)
5	9,45	22,76	535,60	0,50	4
6	13,93	22,76	535,60	0,80	4
7	13,93	22,76	782,80	0,50	4
8	15,42	22,76	782,80	0,60	4
9	18,30	22,76	782,80	0,70	4
10	18,30	22,76	782,80	0,70	4
11	25,20	22,76	782,80	1,00	4
12	25,20	22,76	782,80	1,00	4

- Cálculo de conductores para la conexión desde la caja de combinaciones FV al controlador de carga.** Para el diseño se aplica la ecuación 2.9 y se considera una distancia de 1,0 m desde la caja de combinaciones donde llegan los terminales de cada panel FV a cada controlador de carga. La salida de los paneles de 19 módulos FV en serie, se conecta directamente a las protecciones, y desde estas, parte el conductor a la entrada del controlador. Por su parte, la salida de los paneles de 13 módulos FV en serie, se conecta a su protección, y de allí, a la barra de conexión en paralelo, por lo que se consideran 0,3 m de conductor adicional para dicha conexión. De esta manera, se tienen los resultados de la tabla 4.16.

Tabla 4.16 Conductores para la conexión de las barras FV con los controladores de carga, SFV caso 1

Arreglo FV	Longitud del conductor (m)	Imáx del arreglo FV (A)	Voc máx (V)	$\Delta V\%$	Calibre del conductor (mm ²)
De 2 paneles FV	1,30	45,53	535,60	0,10	6
De 1 panel FV	1,00	22,76	782,80	0,01	4

- Cálculo de conductores para la conexión de los controladores de carga con la barra de distribución DC.** Para el diseño, se contempla una distancia de 1,0 m desde la salida de cada controlador a la barra de distribución DC a la que está conectado. Se calcula el conductor aplicando la ecuación 2.8 y considerando la corriente de salida del controlador (100 A), obteniendo los resultados de la tabla 4.17.

Tabla 4.17 Conductores para la conexión de los controladores con la barra de distribución DC, SFV caso 1

Longitud de cada conductor (m)	Corriente máxima del controlador (A)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductores por terminal	Calibre del conductor (mm ²)
1,00	125,00	384	0,10	2	10

- **Cálculo del conductor para la conexión de baterías en serie.** Se estima que la longitud del conductor para la conexión de las baterías en serie es de 0,30 m. Por su parte, la corriente máxima de carga y descarga de cada batería es de 75 A (lo recomendable es 50 A), sin embargo, el BMS que incorporan regula dicha magnitud de corriente. Por lo tanto, el conductor se calcula para la condición más crítica (máxima corriente de carga). Al aplicar la ecuación 2.11 y considerando un factor de temperatura ambiente de 0,96, se tienen los resultados de la tabla 4.18.

Tabla 4.18 Conductor para la conexión de baterías en serie, SFV caso 1

Longitud de cada conductor (m)	Corriente máxima de la batería (A)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductores por terminal	Conductor (mm ²)
0,30	97,66	48	0,20	1	16

- **Cálculo de conductores para la conexión de los arreglos de baterías con la barra de distribución DC.** Los conductores que conectan los arreglos de baterías en paralelo a la barra de distribución, deben tener la misma longitud y ser lo más corto posible. Se considera que el arreglo más alejado de la barra DC se encuentra a 1,0 m y dado que a cada arreglo puede llegar la corriente máxima de cada batería, se tienen los resultados de la tabla 4.19.

Tabla 4.19 Conductores para la conexión de arreglos de baterías con la barra de distribución DC

Longitud de cada conductor (m)	Corriente máxima de la batería (A)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductores por terminal	Conductor (mm ²)
1,00	97,66	384	0,10	1	16

- **Cálculo de conductores para la conexión de las barras de distribución DC con la barra DC del inversor.** La corriente DC total que llega al inversor, está determinada por la ecuación 4.7.

$$I_{DC\ INVERSOR} = \frac{P_{NOMINAL}}{V_{SISTEMA}} = \frac{160\ kW}{384\ V} = 416,67\ A \quad (4.7)$$

Aplicando la ecuación 2.11 con un factor de temperatura de 0,96, se tiene que la corriente máxima es de 542,54 A. Sin embargo, dado que se tiene un barraje DC de distribución por cada controlador (4 en total), la corriente máxima del conductor que conecta cada una de estas barras con la barra DC del inversor se calcula como:

$$I_{BARRA\ DC\ DIST} = \frac{I_{MAX\ INV}}{N_{BARRAS}} = \frac{542,54\ A}{4} = 135,64\ A \quad (4.8)$$

Por lo tanto, si se usan 2 conductores de 10 mm² (8 AWG) por cada terminal, se cumple por capacidad de corriente y se tienen los resultados de la tabla 4.20.

Tabla 4.20 Conductores para la conexión de las barras de distribución DC con la barra DC del inversor, SFV caso 1

Barra	Distancia de la barra de distribución a la barra del inversor (m)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductores por terminal	Calibre del conductor (mm ²)
1	2,50	384	0,40%	2	10
2	2,50	384	0,40%	2	10
3	5,00	384	0,80%	2	10
4	5,00	384	0,80%	2	10

- **Cálculo de conductores para la conexión de la barra DC del inversor con el equipo.** De acuerdo con el cálculo anterior, se tiene que la corriente máxima de entrada al inversor es de 520,84 A y se considera una longitud para el conductor de 0,70 m. Por lo tanto, si se utiliza cable de 16 mm² el número conductores por cada terminal se calcula mediante la ecuación 4.9, obteniendo los resultados mostrados en la tabla 4.21.

$$N_{CABLES} = \frac{I_{MAX\ INV}}{I_{16\ mm^2}} = \frac{542,54\ A}{117\ A/cable} = 4,64 = 5\ cables \quad (4.9)$$

Tabla 4.21 Conductores para la conexión de la barra DC del inversor con este, SFV caso 1

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductores por terminal	Calibre del conductor (mm ²)
0,70	542,54	384	0,30	5	16

- Cálculo de conductores para la conexión del conmutador trifásico con la entrada AC del inversor.** Se considera una distancia de 10,0 m desde el conmutador trifásico que debe instalarse en el tablero principal de la industria hasta el inversor, y una caída de voltaje máxima de 1,0%. La corriente máxima que llega al inversor se calcula para la condición de mayor demanda de potencia de la industria obtenida de la ecuación 4.3 y el factor de potencia promedio obtenido de las facturas eléctricas mostrado en la tabla 4.8.

$$I_L = \frac{P_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos \theta} = \frac{131,14 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 208 \text{ V} \cdot 0,89} = 409,00 \text{ A} \quad (4.10)$$

Por lo tanto, por criterio de capacidad de corriente, se tiene que:

$$I_{AC IN} \geq 1,25 \cdot I_L = 1,25 \cdot 409,00 \text{ A} \rightarrow I_{AC IN} \geq 511,25 \text{ A} \quad (4.11)$$

De acuerdo con este criterio, se requiere cable de calibre 1.000 kcmil. Sin embargo, se emplea cable de calibre 250 kcmil-THW el cual tiene una capacidad de 255 A (a temperatura ambiente de 30 °C) para usar 2 conductores por fase. Por otra parte, para el cálculo de caída de tensión, el momento eléctrico calculado corregido es de 4.090,00 A-m, mientras que el momento eléctrico tabulado corregido para conductor seleccionado es de 6.685,74 A-m para $\Delta V\% = 1,0\%$, por lo tanto:

$$\Delta V\% = \frac{A - m_{caulado corregido}}{A - m_{tabulado corregido}} \cdot 1,0\% = \frac{4.090,00 \text{ A} - m}{6.685,74 \text{ A} - m} \cdot 1,0\% = 0,61\% \quad (4.12)$$

Tiene una caída de tensión menor a 1,0%, por lo que se requiere 2 conductores para cada fase y el neutro como se muestra en la tabla 4.22

Tabla 4.22 Conductores para la conexión del conmutador con la entrada AC del inversor

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	$Vac_{3\phi}$ (V)	$\Delta V\%$	Conductores para cada fase y el neutro	Calibre del conductor (kcmil)
10,00	511,25	208	0,61	2	250

- **Cálculo de conductores para la conexión de la salida AC del inversor con el interruptor principal de la industria.** Se considera la misma distancia que para el caso anterior (10 m). La potencia del inversor es de 160 kW, sin embargo, la carga máxima a alimentar es de 131,14 kW, por lo tanto:

$$I_L = \frac{P_{3\phi INV}}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos \theta} = \frac{131,14 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 208 \text{ V} \cdot 1} = 364,01 \text{ A} \quad (4.13)$$

Así, por criterio de capacidad de corriente, se tiene que:

$$I_{L CON AC} \geq 1,25 \cdot I_L = 1,25 \cdot 364,01 \text{ A} \rightarrow I_{L CON AC} \geq 455,01 \text{ A} \quad (4.14)$$

De acuerdo con este criterio, se requiere cable de calibre 750 kcmil. Sin embargo, se selecciona cable de calibre 4/0 AWG-TW el cual tiene una capacidad de corriente de 230 A (a 30 °C) para utilizar 2 conductores por fase. El momento eléctrico calculado corregido es de 3.640,10 A-m, mientras que el momento eléctrico tabulado corregido para conductor calibre 4/0 AWG-TW es de 5.850,26 A-m para $\Delta V\% = 1,0\%$, por lo tanto:

$$\Delta V\% = \frac{A - m_{caulado corregido}}{A - m_{tabulado corregido}} \cdot 1,0\% = \frac{3.640,10 \text{ A} - m}{5.850,26 \text{ A} - m} \cdot 1,0\% = 0,62\% \quad (4.15)$$

Tiene una caída de tensión menor a 1,0%, por lo que se requiere 2 conductores para cada fase y el neutro como se muestra en la tabla 4.23.

Tabla 4.23 Conductores para la conexión del inversor con el conmutador trifásico

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	$Vac_{3\phi}$ (V)	$\Delta V\%$	Conductores para cada fase y el neutro	Calibre del conductor (AWG)
10,00	455,01	208	0,62	2	4/0

- **Cálculo de conductores para la línea directa desde el conmutador trifásico hasta el interruptor principal de la industria.** Debido a que el conmutador se encuentra junto al tablero principal, se estima una longitud de 1,5 m para el conductor y dado que la corriente máxima que debe soportar es la calculada en la ecuación 4.11 (511,25 A). Se emplea cable de calibre 250 kcmil-THW para usar 2 conductores por fase. Asimismo, cumple el criterio de caída de tensión menor al 2%, obteniéndose los resultados de la tabla 4.24.

Tabla 4.24 Conductores para la línea directa desde el conmutador trifásico hasta el interruptor principal de la industria

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	$Vac_{3\phi}$ (V)	$\Delta V\%$	Conductores para cada fase y el neutro	Calibre del conductor (AWG)
1,50	511,25	208	0,20	2	4/0

- **Conductor para la activación/desactivación remota del ATS desde el inversor.** Para crear un camino de continuidad entre los terminales de activación remota del ATS cuando el contacto NO del inversor cambie de estado, se puede utilizar conductor de 14 AWG-TW. Considerando una distancia de 10 m entre el inversor y el ATS, se requieren 20 m de cable.

4.5.1.8 *Cálculo del conmutador trifásico.* Se requiere un conmutador trifásico para aislar al inversor (con fines de mantenimiento y seguridad) y que permita suministrar energía eléctrica directamente desde la salida del transfer que conmuta entre la red pública y el grupo electrógeno como se muestra en la figura 4.6. En base a la corriente calculada mediante la ecuación 4.11 (511,25 A) se selecciona el conmutador manual cuyas características se muestran en la tabla 4.25.

Tabla 4.25 Características del conmutador trifásico manual seleccionado para el SFV del caso 1

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Swich aislador de 4 polos Camsmark MG2 Z-60	Nacional (Caracas)	500,00	-Vn: 380 V AC -In: 630 A -Selección manual 3 posiciones: línea 1 / off / línea 2

4.5.1.9 *Cálculo de barras.* Se tienen tres tipos de barras, por un lado, las barras donde se conectan los arreglos FV (barras mono que se encuentran en su respectiva caja de combinaciones), mientras que por otra parte se tienen las barras de distribución DC donde se conectan la salida de los reguladores y las baterías, y finalmente la barra DC que conecta la salida de las barras de distribución con la entrada DC del inversor. En la tabla 4.26 se muestra las características de las barras consideradas para el dimensionamiento.

Tabla 4.26 Barras consideradas para el diseño, SFV caso 1

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Barra mono regleta de 12 polos	Local (Mérida)	7,00	-Imáx dc: 100 A -12 terminales para conductores de 4 mm ² -Montaje en riel DIN -Material: cobre
Barra modular Lynx Power In Victron Energy		147,61	-Imáx dc: 1.000 A. -Barraje positivo y negativo con 4 terminales M8 cada uno -Material: cobre estañado

- **Cálculo de las barras de conexión de los paneles FV.** La corriente máxima de los paneles FV que se conectan en paralelo a una barra se calcula mediante la ecuación 2.9. Sabiendo que a cada caja de combinaciones llegan los terminales de 3 paneles FV: 1 panel de 19 módulos en serie cuya corriente máxima es 22,76 A y 2 paneles de 13 módulos en serie cada uno, que se conectan en paralelo en un par de regletas (positiva y negativa) proporcionando una corriente máxima de 45,53 A, la barra mono regleta de 12 polos es apropiada para la conexión de paneles en paralelo, por lo que se requieren 4 pares de barras (1 par para cada arreglo de 2 x 13 módulos FV).

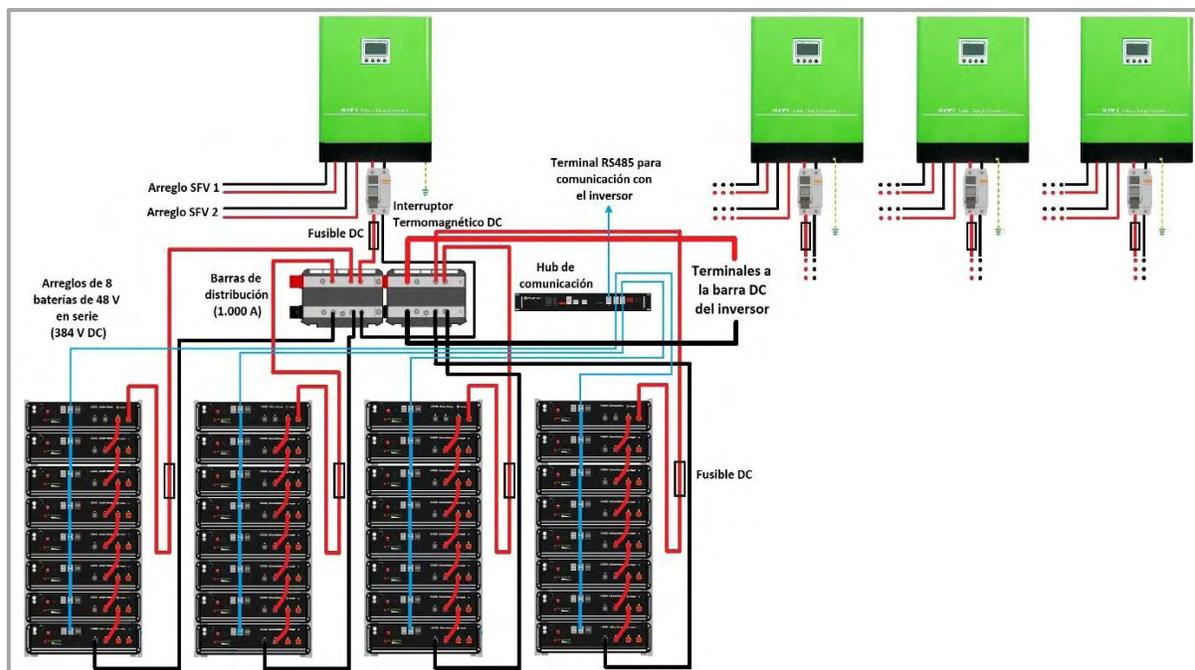


Figura 4.8 Conexión de controladores y las baterías con la barra de distribución DC, SFV caso 1

- **Cálculo de las barras de distribución DC (conexión de la salida del controlador y baterías).** Se requieren 2 módulos de barrajes Lynx Power In para conectar cada controlador con el paralelo de 4 arreglos de 8 baterías en serie y la salida hacia la barra DC del inversor, dado que tiene la capacidad de corriente adecuada para este fin, esto se ilustra mejor en la figura 4.8.
- **Cálculo de la barra DC de la entrada al inversor.** A esta barra DC llegan los conductores de las barras de distribución DC de los controladores y baterías. Un módulo de barrajes Lynx Power In es suficiente para la conexión.

4.5.1.10 *Cálculo de protecciones.* Se calculan los dispositivos de protección de acuerdo a las normativas del NEC, aplicando la ecuación 2.10 y considerando la corriente máxima de cada circuito. Asimismo, para el diseño se consideran los fusibles y termomagnéticos que se muestran en la tabla 4.27.

Tabla 4.27 Dispositivos de protección considerados para el diseño, SFV caso 1

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Fusible DC FEEO FDS-32 Solar PV	Local (Mérida)	10,00	-Capacidad: 32 A -Vdc máx: 1.000 V
Portafusible DC FEEO FDS-32 Solar PV		4,70	-Capacidad: 1 A - 32 A -Para montaje sobre riel DIN -Vdc máx: 1.000 V
Interruptor termomagnético CENOE 32 A DC 1P		8,00	-Capacidad: 32 A -Vdc máx: 1.000 V -Para montaje en riel DIN
Interruptor termomagnético CENOE 63 A DC 1P		16,00	-Capacidad: 63 A -Vdc máx: 1.000 V -Para montaje en riel DIN
Interruptor AC industrial General Electric TJK636500WL		1.700,00	-Capacidad: 500 A -Vac máx: 600 V -3 polos -Calibre máximo de conductores: 2x #4/0 (Cu)
Interruptor termomagnético DC de caja moldeada FEEO FPVM-200	Nacional (San Cristóbal)	79,00	-Capacidad: 200 A -Vmáx: 550 V -2 polos -Montaje mediante tornillos
Interruptor termomagnético DC de caja moldeada FEEO FPVM-630		249,00	-Capacidad: 630 A -Vmáx: 750 V -2 polos -Montaje mediante tornillos
Portafusible de cuchillas DC FEEO FDS-250		15,00	-Capacidad: 32 A – 250 A -Vdc máx: 1.000 V -Montaje mediante tornillos
Fusible DC de cuchillas FEEO-160		20,00	-Capacidad: 160 A -Vdc máx: 1.000 V
Fusible DC de cuchillas FEEO FS-125		20,00	-Capacidad: 125 A -Vdc máx: 1.000 V

- **Cálculo de fusibles para los paneles solares fotovoltaicos.** El fusible para los paneles solares se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_{FUSE} = I_{MAX} \cdot 1,25 = 18,21 \text{ A} \cdot 1,25 \cdot 1,25 = 28,45 \text{ A} \quad (4.16)$$

Por lo tanto, se selecciona un fusible DC FEEO FDS-32 de 32 A para cada panel solar (12 fusibles en total), el cual debe ir en su respectivo portafusible DC FEEO FDS-32 para colocar en el riel DIN (12 portafusibles en total) del tablero correspondiente de cada controlador.

- **Cálculo del interruptor termomagnético para el tramo arreglo FV – controlador.** El dispositivo para interrumpir la corriente entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga para los arreglos de 1 x 19 módulos FV se calcula mediante la ecuación 4.17.

$$I_{INT} = I_{MAX} \cdot M_{PARALELO} \cdot 1,25 = 18,21 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 1,25 = 28,45 \text{ A} \quad (4.17)$$

Mientras que para los arreglos de 2 x 13 módulos FV se calcula mediante la ecuación 4.18.

$$I_{INT} = I_{MAX} \cdot M_{PARALELO} \cdot 1,25 = 18,21 \cdot 1,25 \cdot 2 \cdot 1,25 = 56,91 \text{ A} \quad (4.18)$$

Por lo tanto, se selecciona un interruptor termomagnético DC CENOE de 32 A para los arreglos de 1 x 19 módulos FV (4 interruptores en total) y un interruptor de la misma marca de 63 A para los arreglos de 2 x 13 módulos FV (4 interruptores en total), los cuales deben ir en el tablero correspondiente junto a cada controlador.

- **Cálculo del fusible e interruptor termomagnético para el tramo controlador de carga – barras de distribución DC.** Se aplica la siguiente ecuación:

$$I_{FUSE} = I_{INT} = I_{CONTROLADOR} \cdot 1,25 \cdot 1,25 = 100 \text{ A} \cdot 1,25 \cdot 1,25 = 156,25 \text{ A} \quad (4.19)$$

Por lo tanto, se selecciona un fusible DC de cuchillas FEEO-160 de 160 A para cada controlador (4 fusibles en total), el cual debe ir en su respectivo portafusible para instalación mediante tornillos en la caja de protecciones de controladores y baterías (4 portafusibles en total). Asimismo, se selecciona un interruptor termomagnético DC FEEO FPVM-200 de 200 A para cada controlador (4 interruptores en total), para instalarse de la misma manera que los portafusibles.

- **Cálculo del fusible para el tramo baterías – barras de distribución DC.** Dado que a la barra de distribución DC de cada controlador se conectan 4 arreglos en paralelo de 8 baterías en serie, se calcula el fusible de protección aplicando la ecuación 2.10.

$$I_{FUSE} = I_{MAX} \cdot 1,25 = 97,66 \cdot 1,25 = 122,08 \text{ A} \quad (4.20)$$

Por lo tanto, se selecciona un fusible DC de cuchillas FEEO-125 de 125 A para cada arreglo de baterías en serie (16 fusibles en total), el cual debe ir en su respectivo portafusible para instalación mediante tornillos en la caja de protecciones de controladores y baterías (16 portafusibles en total).

- **Cálculo del interruptor termomagnético para las baterías.** El inversor seleccionado viene con un disyuntor MEC MCCB ABE 103b de 3 polos, 100 A, 460 V para la conexión con las baterías, sin embargo, este no es suficiente para soportar la corriente DC que ofrece el conjunto de baterías y que llega a dicha entrada (520,84 A). Por lo tanto, se selecciona un interruptor termomagnético DC de caja moldeada FEEO FPVM-630 de 630 A que sustituye el interruptor que incorpora el inversor de fábrica.
- **Cálculo del interruptor termomagnético para la salida AC del inversor.** La corriente máxima a la salida del inversor es de 455,01 A (obtenida de la ecuación 4.14), por lo que se selecciona un interruptor AC trifásico industrial General Electric TJK636500WL de 3 x 500 A.

4.5.1.11 *Cálculo de las estructuras para los paneles solares.* En la tabla 4.28 se muestran los elementos considerados para la estructura de soporte de los paneles solares FV.

Tabla 4.28 Elementos necesarios para la estructura de soporte de los paneles solares FV, SFV caso 1

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Riel Z CHIKO	Local (Mérida)	39,9	-Longitud: 4,2 m -Material: aluminio
Estructura de extremo alto		16,0	-Material: aluminio
Estructura de extremo bajo		14,0	-Material: aluminio
Mid Clamp ALURACK 35 mm		2,5	-Material: aluminio
End clamp ALURACK 35 mm		2,5	-Material: aluminio

De acuerdo con lo estimado en el modelo 3D elaborado a escala real (anexo 1), los elementos para la estructura de soporte se calculan de la siguiente manera:

- **Cálculo de los rieles.** Como se observa en la tabla 4.9, el módulo solar considerado para el diseño tiene 217,2 cm de largo y 130,3 cm de ancho. Además, como el riel comercial tiene 420,0 cm de longitud y los paneles necesitan 2 rieles (para el soporte superior e inferior), se tiene que:

$$N_{RIEL\ TOTAL} = 2 \cdot \frac{N_{MÓDULOS\ FV} \cdot L_{MÓDULO\ FV}}{L_{RIEL}} = 2 \cdot \frac{180 \cdot 130,3\ cm}{420,0\ cm} = 111,690 \quad (4.21)$$

Por lo tanto, se requieren en total 112 rieles Z CHIKO de 420,0 cm para soportar los módulos solares.

- **Cálculo de las estructuras de extremo alto y bajo.** Por cada 1,5 m de riel se instala 1 estructura de soporte alto (riel superior) y 1 de soporte bajo (riel inferior), el total de soportes se calcula mediante la ecuación 4.22.

$$E_{SOPORTE} = \frac{\frac{L_{RIEL} \cdot N_{RIEL\ TOTAL}}{2}}{1,5\ m} = \frac{\frac{4,2\ m \cdot 112}{2}}{1,5\ m} = 156,8 \quad (4.22)$$

Por lo tanto, se requieren 157 estructuras de extremo alto y 157 de extremo bajo.

- **Cálculo de los *mid clamp* y *end clamp*.** Dado que el módulo solar FV considerado para el diseño tiene 3,5 cm de altura, se necesitan *end clamps* y *mid clamps* de 35 mm. Asimismo, en base a la disposición de los módulos como se observa en el anexo 1, se requiere un total de 92 *end clamp* y 312 *mid clamp* para la estructura de soporte.

4.5.1.12 Cálculo de puesta a tierra. El sistema eléctrico de la industria cuenta con una puesta a tierra sólida (sistema de barras *copperweld* enterradas) a la que se pueden conectar el conductor desnudo que une el marco de los módulos FV y su estructura de fijación, así como el conductor amarillo-verde las carcasas de los equipos y el terminal de tierra del descargador de sobre tensión (DPS).

- **Puesta a tierra de los paneles solares FV y la estructura de soporte.** Para la puesta a tierra del sistema de captación, se emplea una serie de accesorios y elementos que se muestran en la tabla 4.29 y se visualizan en la figura 4.9, los cuales permiten reducir

cantidad de conductores respecto al modo tradicional que consiste en conectar todos los módulos mediante un mismo conductor de cobre sólido desnudo.

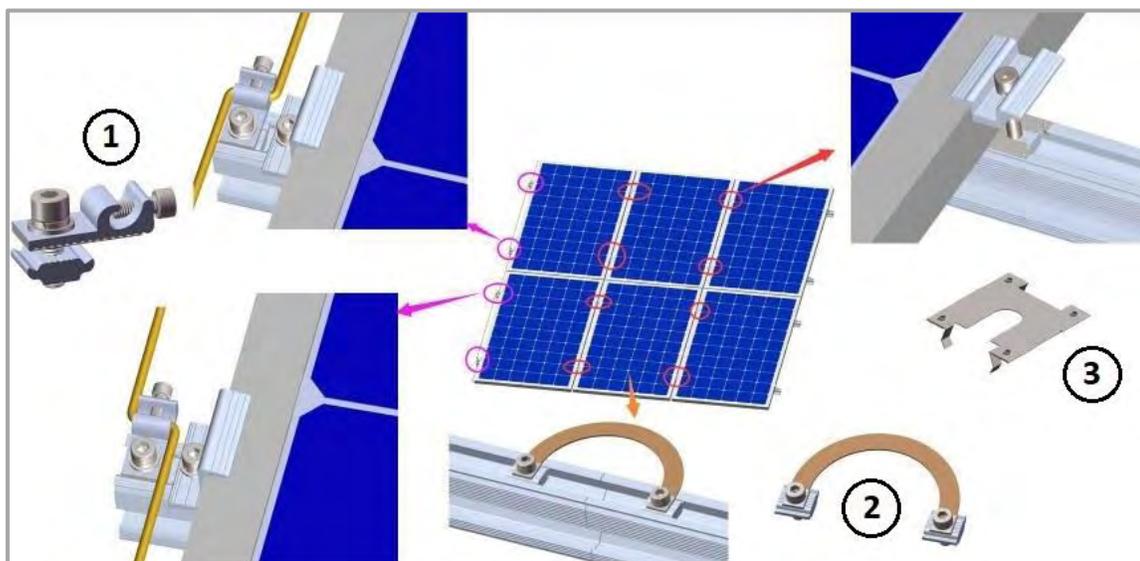


Figura 4.9 Elementos para puesta a tierra de los paneles solares FV [39], SFV caso 1

1. Anclaje de puesta a tierra: se colocan a los extremos de cada riel, después del *end clamp*, y su función es llevar el cable desnudo de puesta a tierra que conecta los rieles de aluminio [39].
2. *Jumpers* de puesta a tierra: se usan para mantener la continuidad eléctrica entre los rieles de aluminio contiguos. Son necesarios cuando se tienen varios rieles por arreglo de paneles [39].
3. *Groundclip* de puesta a tierra: son láminas que se colocan en cada *mid clamp* y permiten la continuidad eléctrica entre el marco de los paneles y los rieles de aluminio, ya que incorporan arandelas especiales de crestas afiladas que penetran a través del revestimiento anodizado no conductor de módulo FV [39].

Tabla 4.29 Elementos necesarios para la puesta a tierra de los paneles FV, SFV caso 1

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Anclaje de puesta a tierra 35 mm	Internacional (Chile)	7,00	-Material: aluminio
<i>Jumper</i> de puesta a tierra 35 mm		2,50	-Material: aluminio
<i>Goundclip</i> de puesta a tierra 35 mm		3,00	-Material: aluminio
Conductor de cobre desnudo calibre 4 AWG (por metro)	Local (Mérida)	8,00	-Conductor alambre de cobre sólido #4 AWG
Conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG (por metro)		10,00	-Conductor alambre de cobre sólido #2/0 AWG
Barra de tierra MGB		120,00	-Barra de cobre de (20 x 4 x 0,25) cm -27 perforaciones -4 aislantes de cerámica
Grapa unifilar de cobre KR-1		4,50	-Para conexión de conductor desnudo con cable 10-70 mm ² -Apriete con tornillos M8
Terminal de compresión CTU-25/6		3,75	-Material: cobre estañado -Hueco de 6 mm
Terminal de compresión CTU-70/8		4,00	-Material: cobre estañado. -Hueco de 8 mm
Tornillo y tuerca M6		0,75	-Tipo: M6 -Material: acero inoxidable
Tornillo y tuerca M8		0,85	-Tipo: M8 -Material: acero inoxidable
DPS T2 FEEO		38,00	-Vdc nominal: 800 V -I descarga máxima: 40 kA -I descarga nominal: 20 kA -Para montaje en riel DIN
Detector de fallo a tierra Morningstar GFPD-800		Nacional (Caracas)	245,00

En base a la disposición de los módulos como se observa en el anexo 1 y los elementos para la estructura de soporte calculados, se requiere un total de 46 anclajes de puesta a

tierra, 111 *jumpers* de puesta a tierra, 312 *groundclips* y 80 m de conductor de cobre sólido desnudo calibre 4 AWG para la puesta a tierra del sistema. Los conductores que interconectan los anclajes de puesta a tierra (4 conductores en total) se conectan a una barra equipotencial de tierra MGB mediante terminales de compresión CTU-25/6 (se requieren 4 terminales) que se instala dentro de la zona de garaje de la industria y se conecta con la barra de tierra del tablero principal mediante un conductor de cobre sólido desnudo 2/0 AWG de 10 m con terminales de compresión CTU-70/8 (se requieren 2 terminales).

- **Puesta a tierra de los equipos.** Se emplea el conductor DC amarillo-verde de 4 mm² para la conexión de la carcasa de equipos con una barra mono regleta de 12 polos (4 barras en total) que se conectan al conductor desnudo de cobre 2/0 AWG mediante cable de 10 mm² y una grapa unifilar de cobre KR-1 (4 en total).
- **Cálculo del dispositivo descargador de sobretensión.** Se necesita un dispositivo de protección contra sobretensiones para resguardar cada arreglo fotovoltaico ante distintos fenómenos que puedan inducir sobretensión en el sistema. Sabiendo que el voltaje máximo de los arreglos más grandes (de 1 x 19 módulos FV) es de 782,8 V, se requiere de un DPS T2 FEEO de 800 V para cada arreglo (8 en total), los cuales deben ir en el tablero correspondiente junto a cada controlador. El terminal de tierra del DPS se conecta al conductor desnudo de cobre 2/0 AWG mediante cable de 6 mm² y una grapa unifilar de cobre KR-1 (8 en total).
- **Dispositivo para la detección de fallo a tierra.** Se coloca junto al tablero de conexiones, un dispositivo de detección de falla a tierra Morningstar GFPD-800 que, por sus características técnicas, es apropiado para conectar los conductores positivos y negativos de cada panel FV (se requieren 12 en total). Este dispositivo de detección de falla a tierra, debe estar conectado a la barra mono mediante conductor de 4 mm².

Teniendo en cuenta esto, una estimación de los conductores necesarios para el aterramiento, considerando la distancia de los distintos equipos, se muestran en la tabla 4.30.

Tabla 4.30 Conductores necesarios para la puesta a tierra, SFV caso 1

Calibre		Cantidad necesaria (m)
Conductor amarillo-verde		
mm ²	Eqv. aprox. AWG	
4	12	150
6	10	20
10	8	35
Conductores de cobre sólido desnudos		
# 4 AWG		80
# 2/0 AWG		10

4.5.1.13 *Cálculo de cajas de distribución (tableros).* Cada caja de conexión donde llegan los conductores de los paneles solares, debe tener un riel DIN, espacio para la conexión de barras mono regleta, 3 portafusibles, 2 interruptores termomagnético y 3 DPS. Sabiendo que se requieren 4 cajas por cada arreglo solar FV, un tablero que cumple con lo requerido se muestra en la tabla 4.31.

Tabla 4.31 Caja de distribución para la instalación, SFV caso 1

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Caja de distribución ZCBOX	Local (Mérida)	13,0	-Incluye riel DIN -8 espacios para <i>breakers</i>

4.5.1.14 *Cálculo de la canalización.* Los conductores deben estar en bandejas dispuestas en posición vertical y sujetadas a la pared. En la tabla 4.32 se muestra la canalización considerada para el diseño.

Tabla 4.32 Canalización para la los conductores del sistema, SFV caso 1

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Bandeja portacable CABLOTECH tipo escalerilla	Local (Mérida)	38,0	-Dimensiones: 2,4 x 0,3 m -Varillas de acero

Se estima una distancia de 10 m desde el primer arreglo de baterías hasta el último, además la distancia entre el inversor y el tablero principal de la industria es de 10 m (para el transporte de conductores AC) y considerando una distancia de 4 m entre las conexiones de los controladores, baterías y el inversor con las barras DC, se estima que se requieren 24 m de bandejas, por lo tanto:

$$N_{BANDEJAS} = \frac{L_{TOTAL}}{L_{BANDEJA}} = \frac{24 \text{ m}}{2,4 \text{ m/bandeja}} = 10,0 \text{ bandejas} \quad (4.23)$$

Por ende, se requieren 10 bandejas para la canalización de los conductores.

4.1.5.15 *Terminales de conexión.* Los terminales considerados para la conexión de los diferentes conductores se muestran en la tabla 4.33, calculados en función de los elementos y calibres de conductores que se tienen para el sistema.

Tabla 4.33 Terminales requeridos para las conexiones

Elemento	Disponibilidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Características
Terminal redondo 4 mm ²	Local (Mérida)	16	0,25	-Para tornillo M4
Terminal redondo 6 mm ²		10	0,25	-Para tornillo M6
Terminal redondo 8 mm ²		25	0,50	-Para tornillo M8
Terminal redondo 10 mm ²		72	0,70	-Para tornillo M10
Tornillo y tuerca M4		16	0,25	-Para terminal 4 mm ²
Tornillo y tuerca M6		10	0,25	-Para terminal 6 mm ²
Tornillo y tuerca M8		25	0,50	-Para terminal 8 mm ²
Tornillo y tuerca M10		72	0,70	-Para terminal 10 mm ²
Conector FV MC4 Hembra		48	1,50	-Imáx: 30 A
Conector FV MC4 Macho		48	1,50	-Imáx: 30 A
Terminal de punta		32	0,05	-Material: cobre estañado
Terminal de compresión CTU-70/8		24	4,00	-Material: cobre estañado -Para tornillo M8
Terminal de compresión CTU-95/8		40	4,00	-Material: cobre estañado -Para tornillo M8

4.1.5.16 *Comunicación de los equipos.* Las baterías de cada arreglo se conectan entre sí mediante protocolo de comunicación RS485. Las baterías denominadas maestro (primeras de cada arreglo) se conectan a un *hub* y este a su vez al *hub* maestro que comunica el inversor con las baterías, como se observa en la figura 4.10. Considerando la distancia entre los equipos, se tiene que la cantidad de cable y el número de terminales para la interconexión de los equipos es la que se muestra en la tabla 4.34.

Tabla 4.34 Elementos para el compartimiento de datos entre equipos, SFV caso 1

Elemento	Disponibilidad	Cantidad necesaria	Precio unitario (USD)	Características
Cable RS485 Belden (por metro)	Local (Mérida)	150	10,75	-2 pares de conductores de cobre calibre 24 AWG -Blindado -Recubrimiento: PVC -Vn: 300 V
Terminal RS485		261	0,10	-Terminal de conexión
Puerto hub Pylontech LV-HUB	Internacional (Colombia)	5	672,20	-4 puertos de entrada y 1 puerto de salida. -Puerto de comunicación RS485 / CAN

4.1.5.17 *Cómputos métricos del SFV caso 1.* En la tabla 4.35 se muestran los cómputos métricos asociados a la implementación del sistema SFV del caso 1, mientras que en la figura 4.10 se muestra un esquema general de conexión y en el anexo 4 se muestra el modelo 3D.

Tabla 4.35 Cómputos métricos para el sistema SFV del caso 1

N°	Elemento	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total
1	Arrancador ABB PSR60-600-70	Unidad	1	424,65	424,65
2	Arrancador ABB PSR16-600-70	Unidad	2	212,67	425,34
3	Arrancador ABB PSR9-600-70	Unidad	1	154,48	154,48
4	Módulo solar Risen RSM120-8-590M	Unidad	180	350,00	63.000,00
5	Batería de litio Pylontech UP5000	Unidad	128	1.919,10	245.644,80
6	Inversor trifásico SNADI TP - 160 kW	Unidad	1	15.048,00	15.048,00

Tabla 4.35 Cómputos métricos para el sistema SFV del caso 1 (continuación)

N°	Elemento	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total
7	Controlador MPPT SNADI MP-100	Unidad	4	868,00	3.472,00
8	Racks de batería	Unidad	16	250,00	4.000,00
9	Cable DC PV color rojo Procable 4 mm ²	Metro lineal	180	1,60	288,00
10	Cable DC PV color negro Procable 4 mm ²	Metro lineal	180	1,60	288,00
11	Cable DC PV color amarillo-verde Procable 4 mm ²	Metro lineal	150	1,60	240,00
12	Cable DC PV color rojo Procable 6 mm ²	Metro lineal	6	2,40	14,40
13	Cable DC PV color negro Procable 6 mm ²	Metro lineal	6	2,40	14,40
14	Cable DC PV color amarillo-verde Procable 6 mm ²	Metro lineal	20	2,40	48,00
15	Cable DC PV color rojo Procable 10 mm ²	Metro lineal	38	4,00	152,00
16	Cable DC PV color negro Procable 10 mm ²	Metro lineal	38	4,00	152,00
17	Cable DC PV color amarillo-verde Procable 10 mm ²	Metro lineal	35	4,00	140,00
18	Cable DC PV color rojo Procable 16 mm ²	Metro lineal	54	6,40	345,60
19	Cable DC PV color negro Procable 16 mm ²	Metro lineal	54	6,40	345,60
20	Cable 14 AWG-TW	Metro lineal	20	0,50	10,00
21	Cable 4/0 AWG-TW	Metro lineal	120	18,00	2.160,00
22	Cable 250 kcmil-THW	Metro lineal	92	22,00	2.024,00
23	Barra colectora mono regleta	Unidad	8	7,00	56,00
24	Lynx Power In Victron Energy	Unidad	9	147,61	1.328,49
25	Fusible DC FEEO FDS-32 Solar PV	Unidad	12	10,00	120,00
26	Portafusible DC FEEO FDS-32 Solar PV	Unidad	12	4,70	56,40

Tabla 4.35 Cálculos métricos para el sistema SFV del caso 1 (continuación)

N°	Elemento	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total
27	Interruptor termomagnético CENOE 32 A DC 1P	Unidad	4	8,00	32,00
28	Interruptor termomagnético CENOE 63 A DC 1P	Unidad	4	16,00	64,00
29	Interruptor AC industrial General Electric TJK636500WL	Unidad	1	1.700,00	1.700,00
30	Interruptor termomagnético DC de caja moldeada FEEO FPVM-200	Unidad	4	79,00	316,00
31	Interruptor termomagnético DC de caja moldeada FEEO FPVM-630	Unidad	1	249,00	249,00
32	Portafusible de cuchillas DC FEEO FDS-250	Unidad	20	15,00	300,00
33	Fusible DC de cuchillas FEEO-160	Unidad	4	20,00	80,00
34	Fusible DC de cuchillas FEEO FS-125	Unidad	16	20,00	320,00
35	Riel Z CHIKO	Unidad	112	39,90	4.468,80
36	Estructura de extremo alto	Unidad	157	16,00	2.512,00
37	Estructura de extremo bajo	Unidad	157	14,00	2.198,00
38	<i>Mid Clamp</i> ALURACK 35 mm	Unidad	312	2,50	780,00
39	<i>End clamp</i> ALURACK 35 mm	Unidad	92	2,50	230,00
40	Anclaje de puesta a tierra 35 mm	Unidad	46	7,00	322,00
41	<i>Jumper</i> de puesta a tierra 35 mm	Unidad	111	2,50	277,50
42	<i>Goundclip</i> de puesta a tierra 35 mm	Unidad	312	3,00	936,00
43	Conductor de cobre desnudo calibre 4 AWG	Metro lineal	80	8,00	640,00
44	Conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG (por metro)	Metro lineal	10	10,00	100,00
45	Barra de tierra MGB	Unidad	1	120,00	120,00
46	Grapa unifilar de cobre KR-1	Unidad	4	4,50	18,00
47	Terminal de compresión CTU-25/6	Unidad	4	3,75	15,00
48	Terminal de compresión CTU-70/8	Unidad	2	4,00	8,00
49	Tornillo y tuerca M6	Unidad	4	0,75	3,00
50	Tornillo y tuerca M8	Unidad	8	0,85	6,80
51	DPS T2 FEEO 800 V	Unidad	8	38,00	304,00
52	Detector de fallo a tierra Morningstar GFPD-800	Unidad	12	245,00	2.940,00

Tabla 4.35 Cómputos métricos para el sistema SFV del caso 1 (continuación)

N°	Elemento	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total
53	Caja de distribución ZCBOX	Unidad	4	9,50	38,00
54	Bandeja portacable CABLOTECH tipo escalerilla	Unidad	10	38,00	380,00
55	Terminal redondo 4 mm ² M4	Unidad	16	0,25	4,00
56	Terminal redondo 6 mm ² M6	Unidad	10	0,25	2,50
57	Terminal redondo 8 mm ² M8	Unidad	25	0,50	12,50
58	Terminal redondo 10 mm ² M10	Unidad	72	0,70	50,40
59	Tornillo y tuerca M4	Unidad	16	0,25	4,00
60	Tornillo y tuerca M6	Unidad	10	0,25	2,50
61	Tornillo y tuerca M8	Unidad	25	0,50	12,50
62	Tornillo y tuerca M10	Unidad	72	0,70	50,40
63	Conector FV MC4 Hembra	Unidad	48	1,50	72,00
64	Conector FV MC4 Macho	Unidad	48	1,50	72,00
65	Terminal de punta	Unidad	32	0,05	1,60
66	Terminal de compresión CTU-70/8	Unidad	24	4,00	96,00
67	Terminal de compresión CTU-95/8	Unidad	40	4,00	160,00
68	Cable RS-485 Belden	Unidad	150	10,75	1.612,50
69	Terminal RS485	Unidad	261	0,10	26,10
70	Puerto hub Pylontech LV-HUB	Unidad	5	672,20	3.361,00
Costo de equipos (USD)					361.489,26
Costo estimado para la importación de los equipos (USD)					15.000,00
Costo de instalación (USD)					72.297,85
Costo total del proyecto (USD)					448.787,11

4.5.2 Caso 2: sistema SFV de respaldo para la línea de producción de medicamentos inyectables y aires acondicionados (3 horas de autonomía)

Para este segundo caso, se considera que los equipos del sistema SFV deben instalarse en el área de empaque de la industria, ya que es el punto más cercano a los tableros de distribución (figura 4.1), y es una de las pocas áreas no asépticas de la industria. Asimismo, esta área tiene 56,55 m² y un espacio aprovechable de 18,85 m² que resulta adecuado para la instalación del inversor, controladores y baterías. El cableado de los paneles solares ingresa al edificio a través de un espacio mallado entre el techo y la pared que se encuentra del lado sur, y se canaliza mediante bandejas por encima del cielo raso hasta las cajas de conexiones FV.

La metodología de cálculo para este caso es igual que para el primero, por lo que se muestran los resultados obtenidos de una forma más directa, destacando los detalles más resaltantes que pueden ser diferentes al primer caso de dimensionamiento. Asimismo, este caso se dimensiona considerando los equipos de la tabla 4.9.

4.5.2.1 *Cálculo de la potencia para el caso 2.* Para este caso, se toma en cuenta la potencia de los equipos que influyen en la producción de medicamentos inyectables, lo cual se observa en las tablas 4.3, 4.4 y 4.5: equipos de servicios críticos y manufactura de medicamentos inyectables ($P_{EQP\ C2} = 81,34\ kW$), luminarias de las áreas correspondientes ($P_{LUM\ C2} = 4,97\ kW$) y los aires acondicionados de las zonas de producción y almacenamiento de materiales/productos ($P_{AIRE\ C2} = 37,90\ kW$). Aplicando el factor de demanda obtenido de la ecuación 4.1 y considerando que los aires acondicionados funcionan todo el día, se tiene que la potencia es la calculada en la ecuación 4.24.

$$P_{CASO\ 2} = 1 \cdot (P_{AIRE\ C2}) + 0,67 \cdot (P_{LUM\ C2} + P_{EQP\ C2}) \quad (4.24)$$

$$P_{CASO\ 2} = 1 \cdot (37,90\ kW) + 0,67 \cdot (4,97\ kW + 81,34\ kW) = 95,73\ kW$$

4.5.2.2 *Cálculo de la demanda energética para el caso 2.* Para este caso, se toma en cuenta la demanda energética en condición de respaldo de los equipos considerados para el cálculo anterior. Al aplicar el factor de simultaneidad obtenido de la ecuación 4.2 y

considerando, igualmente, que los aires acondicionados funcionan todo el día, se tiene que la demanda energética es la calculada en la ecuación 4.25.

$$D_{CASO 2} = 1 \cdot (D_{AIRE C2}) + 0,69 \cdot (D_{LUM C2} + D_{EQP C2}) \quad (4.25)$$

$$D_{CASO 2} = 1 \cdot \left(113,70 \frac{kWh}{día}\right) + 0,69 \cdot \left(14,91 \frac{kWh}{día} + 151,00 \frac{kWh}{día}\right) = 228,78 \frac{kWh}{día}$$

4.5.2.3 *Cálculo del inversor.* La potencia del inversor viene determinada por las cargas que debe alimentar (95,73 kW). No obstante, se considera un factor de seguridad de 20% por las mismas razones especificadas en el caso 1, por lo que la potencia del inversor debe ser de al menos 114,88 kW. Bajo este criterio, se selecciona el inversor trifásico tipo gabinete SNADI de 120 kW (modelo TP) con capacidad para trabajar a tensión nominal de 384 V, misma disponibilidad que el inversor del caso 1 y un precio de USD 14.107,00. En la tabla 4.36 se muestran detalladamente las características del inversor seleccionado.

Tabla 4.36 Características técnicas del inversor considerado para el sistema SFV del caso 2

Características técnicas del inversor SNADI TP 120 kW	
-Inversor / cargador tipo gabinete de 120 kW	-Display LCD de información.
-Vin: (120/208) V	-Onda sinusoidal pura.
-f: (45 - 65) Hz	-THD < 4%
-Vout: (120/208) V	-Peso: 920 kg
-3 fases + N + T	-Protección contra cortocircuito, temperatura, batería baja y sobrecarga.
-Eficiencia $\geq 95\%$	-Capacidad de sobre carga: 120% (< 20 segundos)
-Vdc nominal: (96 - 384) V	-Voltaje de protección contra sobre descarga: 345 V
-La salida AC, entrada DC, el rectificador y el <i>bypass</i> cuentan, cada una, con interruptor termomagnético MEC MCCB ABE 103b de 3 polos, 100 A, 460 V	-Puerto de comunicación: RS485
	-Dimensiones: 91,0 x 63,6 x 138,0 cm

- **Conexión del inversor con los alimentadores de los tableros de distribución.** En la figura 4.11 se muestra el diagrama unifilar de la industria, donde se observa que los alimentadores que van a los tableros de distribución donde se encuentran las cargas consideradas, se conectan a un subtablero primario que, a su vez, se conecta a la entrada AC del inversor, y, asimismo, la salida AC de este, se conecta con un subtablero secundario que distribuye los alimentadores nuevamente a su respectivo tablero de

distribución. Al igual que en el caso 1, se emplea un camino en paralelo al inversor mediante un conmutador trifásico que conecta al subtablero primario con el secundario sin pasar por el inversor, esto para efectos de mantenimiento y seguridad.

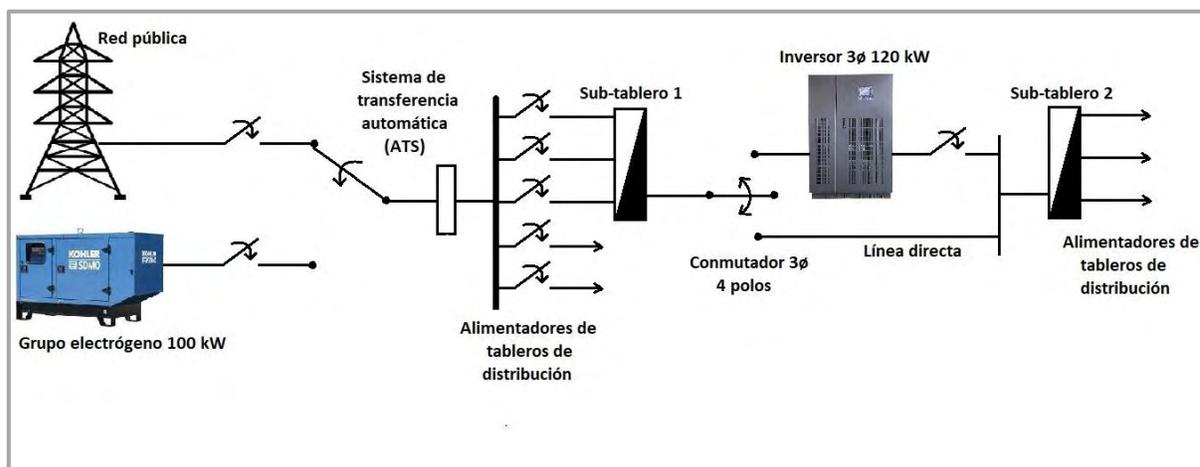


Figura 4.11 Diagrama unifilar de la industria y conexión de los subtableros con el inversor, SFV caso 2

4.5.2.4 Resultados del método Censolar. El método de Censolar se realiza de la misma manera y bajo las mismas condiciones que para el caso 1, de igual manera considerando una profundidad de descarga para las baterías de 60%, consiguiendo los resultados de la tabla 4.37.

Tabla 4.37 Resultados obtenidos con el método Censolar para el sistema SFV del caso 2

Variable	Valor	Unidad
Factor global de rendimiento (R)	0,853	Adimensional
Energía requerida (E_R)	268,259	kWh/día
Energía del sistema (E_{SFV})	298,065	kWh/día
Número de módulos FV (NM_{SFV})	136,00	Módulo FV
Potencia total de generación (P_T)	80,240	kWp
Capacidad útil de las baterías (C_U)	5,589	kAh
Capacidad nominal de las baterías (C_N)	9,315	kAh
Número de baterías (NB)	94,000	Batería

4.5.2.5 Cálculo de módulos solares FV y baterías. Como se observa en la tabla 4.35, se requieren 136 módulos solares FV que se conectan cerca del área de empaque donde se encuentran los controladores. Asimismo, en la tabla 4.37 se muestra que se necesitan como

mínimo 94 baterías de 48 V, sin embargo, se requieren 96 baterías para que el voltaje DC del sistema sea de 384 V.

4.5.2.6 *Cálculo de los controladores de carga, conexión de los módulos solares FV y las baterías.* Considerando las características del mismo controlador empleado para el caso 1, la cantidad de módulos FV calculados y que la distribución de las baterías sea equitativa con los controladores, se requieren 2 controladores SNADI MP-100. Por lo tanto, a cada controlador se conectan 68 módulos FV, de modo que a cada entrada MPPT se conectan 2 paneles en paralelo, cada uno de 17 módulos FV en serie. Asimismo, para este caso se tienen 12 arreglos de 8 baterías en serie dispuestas en *racks*, por lo que a cada controlador se conectan 6 arreglos en paralelo. En la tabla 4.38 se muestra la configuración para la conexión de módulos solares FV, controladores y baterías de este segundo caso, mientras que en la figura 4.12 se muestra el esquema de dicha conexión.

Tabla 4.38 Distribución de los módulos solares FV, controladores y baterías, SFV caso 2

Inversor	1			
Baterías conectadas	6 paralelos de 8 baterías en serie		6 paralelos de 8 baterías en serie	
Controlador	1		2	
Entrada del controlador	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 1	MPPT 2
Paneles FV en paralelo	2	2	2	2
Módulos FV en serie	17	17	17	17

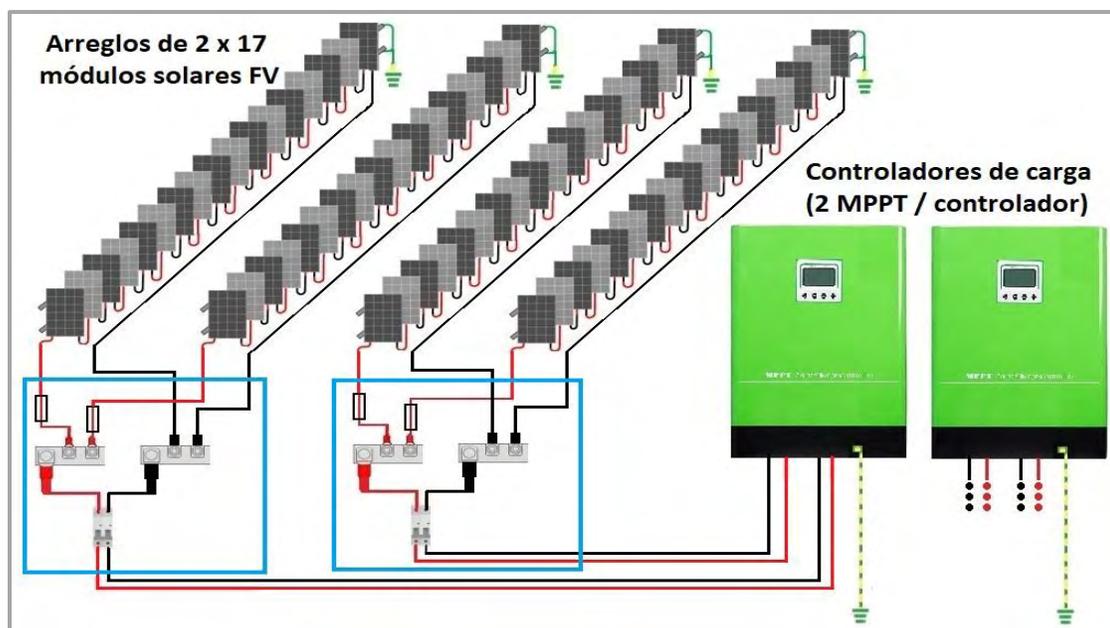


Figura 4.12 Conexión de los paneles solares con los controladores y las baterías, SFV caso 2

4.5.2.7 *Cálculo de conductores.* Para esta etapa de cálculo, se sigue la normativa para el cálculo de conductores en DC y AC. Para los circuitos en DC, se tienen las mismas etapas que en el caso 1 y se mantienen los criterios para la caída de tensión, además, se utiliza la misma marca de conductores del caso 1. Por otra parte, para los circuitos de AC, se tienen los tramos mostrados en la tabla 4.39, donde la caída de tensión considerada es de 1,5%, distribuida para cada circuito como se muestra en la misma tabla. Para el tramo AC, solo se requiere calcular los subtableros 1 y 2 donde se conectan los alimentadores, los conductores a la salida del inversor y los conductores de la rama directa conmutable paralela al inversor.

Tabla 4.39 Caídas de tensión máxima para los circuitos en AC, SFV caso 2

Circuitos en AC	
Subtablero 1 de alimentadores - conmutador	0,5%
Conmutador - inversor	0,5%
Inversor – subtablero 2 de alimentadores	0,5%
Conmutador – subtablero 2 de alimentadores	1,0%

- **Conductores para la conexión de paneles FV con las barras de conexión DC.** Estimando la distancia desde cada panel FV hasta la caja de combinaciones en base al modelo 3D del caso 2 (anexo 2) se tienen los conductores de la tabla 4.40.

Tabla 4.40 Conductores para la conexión de paneles solares con las barras, SFV caso 2

Panel FV	Distancia del panel hasta la barra DC (m)	Imáx de cada panel FV (A)	Voc máx de cada panel FV (V)	$\Delta V\%$	Calibre del conductor (mm ²)
1	5,00	22,76	700,40	0,20	4
2	6,70	22,76	700,40	0,30	4
3	8,55	22,76	700,40	0,40	4
4	11,96	22,76	700,40	0,50	4
5	14,35	22,76	700,40	0,60	4
6	17,70	22,76	700,40	0,70	4
7	19,55	22,76	700,40	0,80	4
8	25,45	22,76	700,40	0,70	6

- **Conductores para la conexión desde la caja de combinaciones FV al controlador de carga.** Se aplica la ecuación 2.9 y se considera una distancia de 1,30 m desde la barra donde llegan los terminales de cada arreglo FV (4 pares de barras) a cada controlador de carga, consiguiendo los resultados de la tabla 4.41.

Tabla 4.41 Conductores para la conexión de las barras FV con los controladores, SFV caso 2

Longitud de cada conductor (m)	Imáx del arreglo FV (A)	Voc máx (V)	$\Delta V\%$	Calibre del conductor (mm ²)
1,30	45,53	700,40	0,10	6

- **Conductores para la conexión de los controladores de carga con la barra de distribución DC.** Se contempla una distancia de 1,0 m entre el controlador y la barra de distribución DC. Como en el caso 1, se aplica la ecuación 2.8 y se considera la corriente de salida del controlador, consiguiendo los resultados de la tabla 4.42.

Tabla 4.42 Conductores para conexión de los controladores con la barra de distribución DC, SFV caso 2

Longitud de cada conductor (m)	Corriente nominal del controlador (A)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductores por terminal	Calibre del conductor (mm ²)
1,00	125,00	384	0,10	2	10

- **Conductor para la conexión de baterías en serie.** Se selecciona el mismo conductor que para el caso 1 por tratarse del mismo tipo de batería y el mismo factor de temperatura, consiguiéndose los resultados de la tabla 4.43.

Tabla 4.43 Conductor para la conexión de baterías en serie, SFV caso 2

Longitud de cada conductor (m)	Corriente máxima de la batería (A)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductor (mm ²)
0,30	97,66	48	0,20	16

- **Conductores para la conexión de los arreglos de baterías con la barra de distribución DC.** Se considera que el arreglo más alejado de la barra DC se encuentra a 2,0 m y dado que a cada arreglo puede llegar la corriente máxima de cada batería, se tiene, los resultados de la tabla 4.44.

Tabla 4.44 Conductores para la conexión de los arreglos de baterías con la barra de distribución DC, SFV caso 2

Longitud de cada conductor (m)	Corriente máxima del arreglo (A)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductor (mm ²)
2,00	97,66	384	0,20	16

- **Conductores para la conexión de las barras de distribución DC con la barra DC del inversor.** Se aplican las ecuaciones 4.7 y 4.8 y el factor de temperatura del caso 1, considerando la potencia del inversor para este caso y una distancia de 2,5 m entre la barra de distribución DC hasta la barra del inversor, obteniendo que la corriente DC máxima del inversor es de 406,90 A y la corriente máxima entre las barras de distribución DC y la del inversor es de 203,45 A. Por lo tanto, se emplean 2 conductores de 16 mm² por cada terminal y se tienen los resultados de la tabla 4.45.

Tabla 4.45 Conductores para conexión de cada inversor con la barra de distribución DC, SFV caso 2

Barra	Distancia de la barra de distribución a la barra del inversor (m)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductores por terminal	Calibre del conductor (mm ²)
1	2,50	384	0,40	2	16
2	2,50	384	0,40	2	16

- **Conductores para la conexión de la barra DC del inversor con el equipo.** Se tiene que la corriente DC máxima de entrada al inversor es de 406,90 A y se considera una longitud para el conductor de 1,0 m, obteniendo así, los resultados de la tabla 4.46.

Tabla 4.46 Conductores para la conexión de la barra DC del inversor con este, SFV caso 2

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	Vdc (V)	$\Delta V\%$	Conductores por terminal	Calibre del conductor (mm ²)
1,00	406,90	384	0,30	4	16

- **Conductores para la conexión de subtablero 1 con el conmutador trifásico.** Se considera una distancia de 5 m desde el subtablero primario donde llegan los alimentadores hasta el conmutador que debe instalarse junto al inversor, cuya caída de tensión debe ser menor a 0,5%. La corriente máxima del conductor equivale a la suma de las corrientes que entregan los alimentadores a la carga. Aplicando la ecuación 4.10 a la carga calculada en 4.24, se tiene que la corriente es de 298,56 A y, al aplicar los criterios de capacidad de corriente y caída de tensión, se consiguen los resultados de la tabla 4.47.

Tabla 4.47 Conductores para la conexión del subtablero 1 con el conmutador, SFV caso 2

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	$Vac_{3\phi}$ (V)	$\Delta V\%$	Conductores para cada fase y el neutro	Calibre del conductor (kcmil)
5,00	373,20	208	0,20	1	500

- **Conductores para la conexión del conmutador con el inversor.** Considerando el conductor del caso anterior por tratarse de la misma corriente, una distancia de 1,0 m y contemplando la caída de tensión máxima para este tramo, se tienen los resultados de la tabla 4.48.

Tabla 4.48 Conductores para la conexión del conmutador con el inversor, SFV caso 2

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	$Vac_{3\phi}$ (V)	$\Delta V\%$	Conductores para cada fase y el neutro	Calibre del conductor (kcmil)
1,00	373,20	208	0,01	1	500

- **Conductores para la línea directa desde el conmutador hasta el subtablero 2.** Considerando el conductor del caso anterior por tratarse de la misma corriente, una distancia de 10 m y contemplando la caída de tensión máxima para este tramo, se tienen los resultados de la tabla 4.49.

Tabla 4.49 Conductores para la línea directa desde el conmutador hasta el subtablero 2

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	$Vac_{3\phi}$ (V)	$\Delta V\%$	Conductores para cada fase y el neutro	Calibre del conductor (kcmil)
10,00	373,20	208	0,40	1	500

- **Conductores para la conexión de la salida AC del inversor con el subtablero 2.** Se considera una distancia de 11 m y se calcula la corriente máxima del inversor aplicando la ecuación 4.13 para la carga calculada en 4.24. Considerando los criterios de capacidad de corriente y caída de tensión, se tienen los resultados de la tabla 4.50.

Tabla 4.50 Conductores para la conexión de la salida AC del inversor con el subtablero 2

Longitud de conductor (m)	Corriente máxima (A)	$Vac_{3\phi}$ (V)	$\Delta V\%$	Conductores para cada fase y el neutro	Calibre del conductor (kcmil)
11,00	332,15	208	0,30	1	400

4.5.2.8 *Cálculo del conmutador trifásico.* Se requiere un conmutador trifásico para aislar al inversor con fines de mantenimiento y seguridad, y que permita suministrar energía a los alimentadores de las cargas consideradas sin pasar por el inversor. En base a la corriente máxima calculada para el tramo de la línea directa (373,20 A), se selecciona el conmutador del caso 1 cuyas características se muestran en la tabla 4.25.

4.5.2.9 *Cálculo de barras.* Se utilizan los mismos tipos de barras DC del caso 1, cuyas especificaciones se muestran en la tabla 4.26, y se emplean los mismos criterios de dicho caso.

- **Barras de conexión de los paneles FV.** Dado que a cada caja de combinaciones llegan los terminales de 2 paneles solares, se requieren 2 pares de barras (1 par para cada arreglo de 2 x 17 módulos FV).
- **Barras de distribución DC (conexión de salida del controlador y las baterías).** Se requieren 2 módulos de barrajes Lynx Power In para conectar cada controlador con el paralelo de 6 arreglos de 8 baterías en serie y la salida hacia la barra DC del inversor, esto se ilustra mejor en la figura 4.13.
- **Barra DC de la entrada al inversor.** Un módulo de barrajes Lynx Power In es suficiente para la conexión de las barras de distribución con la entrada del inversor.

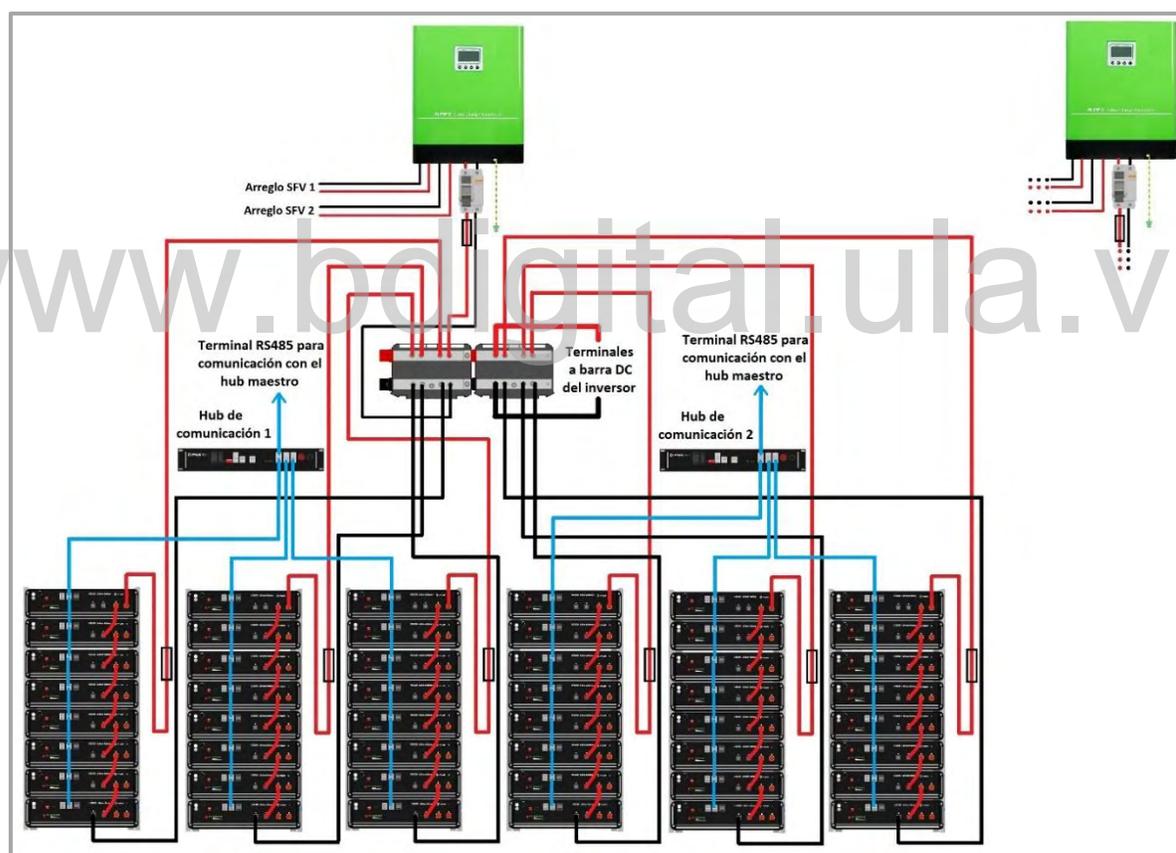


Figura 4.13 Conexión de controladores y baterías con la barra de distribución DC, SFV caso 2

4.5.2.10 *Cálculo de los subtableros.* Se requieren 2 subtableros cuyas características se muestran en la tabla 4.51. El subtablero primario debe ubicarse junto al tablero principal de la industria, mientras que el tablero secundario se ubica cerca de los tableros de distribución.

Tabla 4.51 Características de los subtableros para la conexión de los alimentadores con el conmutador trifásico, la línea directa y la salida del inversor

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Tablero trifásico de 12 circuitos	Local (Mérida)	800,00	-Modelo: NLAB512L 3F+N+T -Voltaje: 120/208 V -Corriente de barras principales: 400 A

4.5.2.11 *Cálculo de protecciones.* Se utilizan los mismos dispositivos de protección de la tabla 4.27 y se aplican los mismos criterios de cálculo del caso 1.

- **Fusibles para los paneles solares fotovoltaicos.** Al tratarse de la misma corriente máxima para los paneles FV para el caso 1 (28,45 A), se requieren 8 fusibles DC FEEO FDS-32 de 32 A y 8 portafusibles de la misma marca.
- **Interruptor termomagnético para el tramo arreglo FV – controlador.** Al tratarse de la misma corriente máxima de los paneles FV en paralelo para el caso 1 (56,91 A), se requieren 4 interruptores termomagnéticos DC CENOE de 63 A.
- **Fusible e interruptor termomagnético para el tramo controlador de carga – barras de distribución DC.** Al tratarse de la misma corriente máxima para el controlador del caso 1 (156,25 A) se requieren 2 fusibles DC de cuchillas FEEO-160 de 160 A, 2 portafusibles de cuchillas DC FEEO FDS-250 y 2 interruptores termomagnéticos DC FEEO FPVM-200 de 200 A.
- **Fusible para el tramo baterías – barras de distribución DC.** Al tratarse de la misma corriente máxima para cada arreglo de baterías del caso 1 (97,66 A), se requieren 12 fusibles DC de cuchillas FEEO-125 de 125 A y 12 portafusibles de cuchillas DC FEEO FDS-250.
- **Interruptor termomagnético para la salida AC del inversor.** La corriente a la salida del inversor es de 265,72 A (obtenida de la ecuación 4.13 con la carga de este caso), por lo

que se selecciona un interruptor AC trifásico industrial General Electric TJK436T300 cuyas características técnicas se muestran en la tabla 4.52.

Tabla 4.52 Interruptor termomagnético para la salida AC del inversor, SFV caso 2

Elemento	Disponibilidad	Precio unitario (USD)	Características
Interruptor AC industrial General Electric TJK436T300	Local (Mérida)	250,00	-Capacidad: 300 A -Vac máx: 600 V -3 polos -Calibre máximo de conductores: 1 x #6 - 600 MCM 2 x #2/0 - 350 MCM

- **Interruptor termomagnético para las baterías.** Dado que la corriente DC máxima que entra al inversor es de 406,90 A, por lo tanto, se selecciona un interruptor termomagnético DC de caja moldeada FEEO FPVM-630 de 630 A, que reemplaza al interruptor de 100 A que incluye el inversor de fábrica.

4.5.2.12 *Cálculo de las estructuras para los paneles solares.* De acuerdo con lo estimado en el modelo 3D elaborado a escala real (anexo 2), los elementos necesarios para la estructura de soporte se calculan de la misma manera que para el caso 1 y se muestran en la tabla 4.53.

Tabla 4.53 Elementos para la estructura de soporte de los módulos FV, SFV caso 2

Elemento	Cantidad
Riel Z CHIKO	85
Estructura de extremo alto	119
Estructura de extremo bajo	119
<i>Mid clamp</i> ALURACK 35 mm	172
<i>End clamp</i> ALURACK 35 mm	28

4.5.2.13 *Cálculo de puesta a tierra.* Para el aterramiento del sistema de captación y de los equipos, se emplean los mismos elementos que para el caso 1, mostrados en tabla 4.29.

- **Puesta a tierra de los paneles solares FV y la estructura de soporte.** Para este caso, los conductores que interconectan los anclajes de puesta a tierra con cable de cobre desnudo #4 AWG, se conectan a una barra equipotencial MGB que se instala en el interior del área de empaque, específicamente encima del cielo raso y en pared del lado sur del edificio; desde dicha barra, parte el conductor de cobre desnudo #2/0 AWG hacia la barra de tierra del tablero principal de la industria, canalizándose por encima del cielo raso. En la tabla 4.54 se muestran los elementos necesarios para el aterramiento de los paneles FV y la estructura de soporte.

Tabla 4.54 Elementos para el aterramiento del sistema de captación, SFV caso 2

Elemento	Cantidad
Anclaje de puesta a tierra 35 mm	12
<i>Jumper</i> de puesta a tierra 35 mm	84
<i>Goundclip</i> de puesta a tierra 35 mm	172
Conductor de cobre desnudo calibre 4 AWG (por metro)	31
Conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG (por metro)	15
Barra de tierra MGB	1
Terminal de compresión CTU-25/6	2
Terminal de compresión CTU-70/8	2
Tornillo y tuerca M6	2
Tornillo y tuerca M8	2

- **Puesta a tierra de los equipos.** Se realiza el mismo análisis que para el caso 1 para la estimación de los conductores de tierra uniones y barras, obteniéndose los resultados de la tabla 4.55.

Tabla 4.55 Elementos para la puesta a tierra de equipos, SFV caso 2

Elemento	Cantidad
Conductor DC amarillo-verde de 4 mm ²	113
Conductor DC amarillo-verde de 10 mm ²	9
Grapa unifilar de cobre KR-1	2
Barra mono regleta de 12 polos	2

- **Cálculo del dispositivo descargador de sobretensión.** Dado que se tienen 4 arreglos FV, cada uno de 2 paneles en paralelo, se requieren 4 DPS T2 FEEO de 800 V y se estima un

total de 15 m de conductor DC amarillo-verde de 6 mm² para la conexión de los mismos con la barra mono regleta de tierra.

- **Dispositivo para la detección de fallo a tierra.** Dado que se tienen en total 8 paneles solares FV, cada uno con 17 módulos FV, se requiere un total de 8 detectores de fallo a tierra Morningstar GFPD-800.

4.5.2.14 *Cálculo de cajas de distribución (tableros).* Considerando que se tienen 2 controladores y la cantidad de dispositivos que deben ir en la caja, se requieren en total 2 cajas de distribución ZCBOX con 8 espacios para componentes y riel DIN.

4.5.2.15 *Cálculo de la canalización.* Considerando una distancia de 35 m entre los subtableros y una longitud de 10 m para la distribución de conductores DC, y aplicando la ecuación 4.23 para este caso, se requieren 19 bandejas CABLOTECH tipo escalerilla.

4.5.2.16 *Terminales de conexión.* Teniendo en cuenta los elementos del sistema, los terminales de conexión necesarios se muestran en la tabla 4.56.

Tabla 4.56 Terminales para la conexión de conductores con los equipos, SFV caso 2

Elemento	Cantidad
Terminal redondo 4 mm ²	16
Terminal redondo 6 mm ²	10
Terminal redondo 8 mm ²	25
Terminal redondo 10 mm ²	72
Tornillo y tuerca M4	16
Tornillo y tuerca M6	10
Tornillo y tuerca M8	25
Tornillo y tuerca M10	72
Conector FV MC4 Hembra	48
Conector FV MC4 Macho	48
Terminal de punta	32
Terminal de compresión CTU-70/8	24
Terminal de compresión CTU-95/8	40

4.5.2.17 *Comunicación de los equipos.* Para la configuración, control y comunicación de los equipos se requieren 5 puertos *hub* Pylontech LV-HUB, 75 m de cable RS-485 Belden y 171 terminales de conexión RS485.

4.5.2.18 *Cómputos métricos del SFV caso 2.* En la tabla 4.57 se muestran los cómputos métricos asociados a la implementación del sistema SFV del caso 2, mientras que en la figura 4.14 se muestra un esquema general de conexión.

Tabla 4.57 Cómputos métricos para el sistema SFV del caso 2

N°	Elemento	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total
1	Arrancador ABB PSR60-600-70	Unidad	1	424,65	424,65
2	Arrancador ABB PSR16-600-70	Unidad	2	212,67	425,34
3	Arrancador ABB PSR9-600-70	Unidad	1	154,48	154,48
4	Módulo solar Risen RSM120-8-590M	Unidad	136	350,00	47.600,00
5	Batería de litio Pylontech UP5000	Unidad	96	1.919,10	184.233,60
6	Inversor trifásico SNADI TP - 120 kW	Unidad	1	14.107,00	14.107,00
7	Controlador MPPT SNADI MP-100	Unidad	2	868,00	1.736,00
8	Racks de batería	Unidad	12	250,00	3.000,00
9	Cable DC PV color rojo Procable 4 mm ²	Metro lineal	90	1,60	144,00
10	Cable DC PV color negro Procable 4 mm ²	Metro lineal	90	1,60	144,00
11	Cable DC PV color amarillo-verde Procable 4 mm ²	Metro lineal	113	1,60	180,80
12	Cable DC PV color rojo Procable 6 mm ²	Metro lineal	3	2,40	7,20
13	Cable DC PV color negro Procable 6 mm ²	Metro lineal	3	2,40	7,20
14	Cable DC PV color amarillo-verde Procable 6 mm ²	Metro lineal	15	2,40	36,00
15	Cable DC PV color rojo Procable 10 mm ²	Metro lineal	19	4,00	76,00
16	Cable DC PV color negro Procable 10 mm ²	Metro lineal	19	4,00	76,00
17	Cable DC PV color amarillo-verde Procable 10 mm ²	Metro lineal	35	4,00	140,00
18	Cable DC PV color rojo Procable 16 mm ²	Metro lineal	27	6,40	172,80
19	Cable DC PV color negro Procable 16 mm ²	Metro lineal	27	6,40	172,80
20	Cable 400 kcmil-THW	Metro lineal	44	45,00	1.980,00
21	Cable 500 kcmil-THW	Metro lineal	64	50,00	3.200,00
22	Barra colectora mono regleta	Unidad	10	7,00	70,00

Tabla 4.57 Cómputos métricos para el sistema SFV del caso 2 (continuación)

N°	Elemento	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total
23	Lynx Power In Victron Energy	Unidad	5	147,61	738,05
24	Tablero trifásico NLAB512L	Unidad	2	800,00	1.600,00
25	Fusible DC FEEO FDS-32 Solar PV	Unidad	8	10,00	80,00
26	Portafusible DC FEEO FDS-32 Solar PV	Unidad	8	4,70	37,60
27	Interruptor termomagnético CENOE 63 A DC 1P	Unidad	4	16,00	64,00
28	Interruptor AC industrial General Electric TJK436T300	Unidad	1	250,00	250,00
29	Interruptor termomagnético DC de caja moldeada FEEO FPVM-200	Unidad	2	79,00	158,00
30	Interruptor termomagnético DC de caja moldeada FEEO FPVM-630	Unidad	1	249,00	249,00
31	Portafusible de cuchillas DC FEEO FDS-250	Unidad	14	15,00	210,00
32	Fusible DC de cuchillas FEEO-160	Unidad	2	20,00	40,00
33	Fusible DC de cuchillas FEEO FS-125	Unidad	12	20,00	240,00
34	Riel Z CHIKO	Unidad	85	39,90	3.391,50
35	Estructura de extremo alto	Unidad	119	16,00	1.904,00
36	Estructura de extremo bajo	Unidad	119	14,00	1.666,00
37	Mid Clamp ALURACK 35 mm	Unidad	172	2,50	430,00
38	End clamp ALURACK 35 mm	Unidad	28	2,50	70,00
39	Anclaje de puesta a tierra 35 mm	Unidad	12	7,00	84,00
40	<i>Jumper</i> de puesta a tierra 35 mm	Unidad	84	2,50	210,00
41	<i>Goundclip</i> de puesta a tierra 35 mm	Unidad	172	3,00	516,00
42	Conductor de cobre desnudo calibre 4 AWG	Metro lineal	31	8,00	248,00
43	Conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG (por metro)	Metro lineal	15	10,00	150,00
44	Barra de tierra MGB	Unidad	1	120,00	120,00
45	Grapa unifilar de cobre KR-1	Unidad	2	4,50	9,00
46	Terminal de compresión CTU-25/6	Unidad	2	3,75	7,50
47	Terminal de compresión CTU-70/8	Unidad	2	4,00	8,00
48	Tornillo y tuerca M6	Unidad	2	0,75	1,50
49	Tornillo y tuerca M8	Unidad	2	0,85	1,70
50	DPS T2 FEEO 800 V	Unidad	4	38,00	152,00
51	Detector de fallo a tierra Morningstar GFPD-800	Unidad	8	245,00	1.960,00
52	Caja de distribución ZCBOX	Unidad	2	9,50	19,00
53	Bandeja portacable CABLOTECH tipo escalerilla	Unidad	19	38,00	722,00

Tabla 4.57 Cálculos métricos para el sistema SFV del caso 2 (continuación)

N°	Elemento	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Total
54	Terminal redondo 4 mm ² M4	Unidad	16	0,25	4,00
55	Terminal redondo 6 mm ² M6	Unidad	10	0,25	2,50
56	Terminal redondo 8 mm ² M8	Unidad	25	0,50	12,50
57	Terminal redondo 10 mm ² M10	Unidad	72	0,70	50,40
58	Tornillo y tuerca M4	Unidad	16	0,25	4,00
59	Tornillo y tuerca M6	Unidad	10	0,25	2,50
60	Tornillo y tuerca M8	Unidad	25	0,50	12,50
61	Tornillo y tuerca M10	Unidad	72	0,70	50,40
62	Conector FV MC4 Hembra	Unidad	48	1,50	72,00
63	Conector FV MC4 Macho	Unidad	48	1,50	72,00
64	Terminal de punta	Unidad	32	0,05	1,60
65	Terminal de compresión CTU-70/8	Unidad	24	4,00	96,00
66	Terminal de compresión CTU-95/8	Unidad	40	4,00	160,00
67	Cable RS-485 Belden	Unidad	75	10,75	806,25
68	Terminal RS485	Unidad	171	0,10	17,10
69	Puerto <i>hub</i> Pylontech LV-HUB	Unidad	5	672,20	3.361,00
Costo de equipos (USD)					274.788,47
Costo estimado para la importación de los equipos (USD)					12.000,00
Costo de instalación (USD)					54.957,69
Costo total del proyecto (USD)					341.746,16

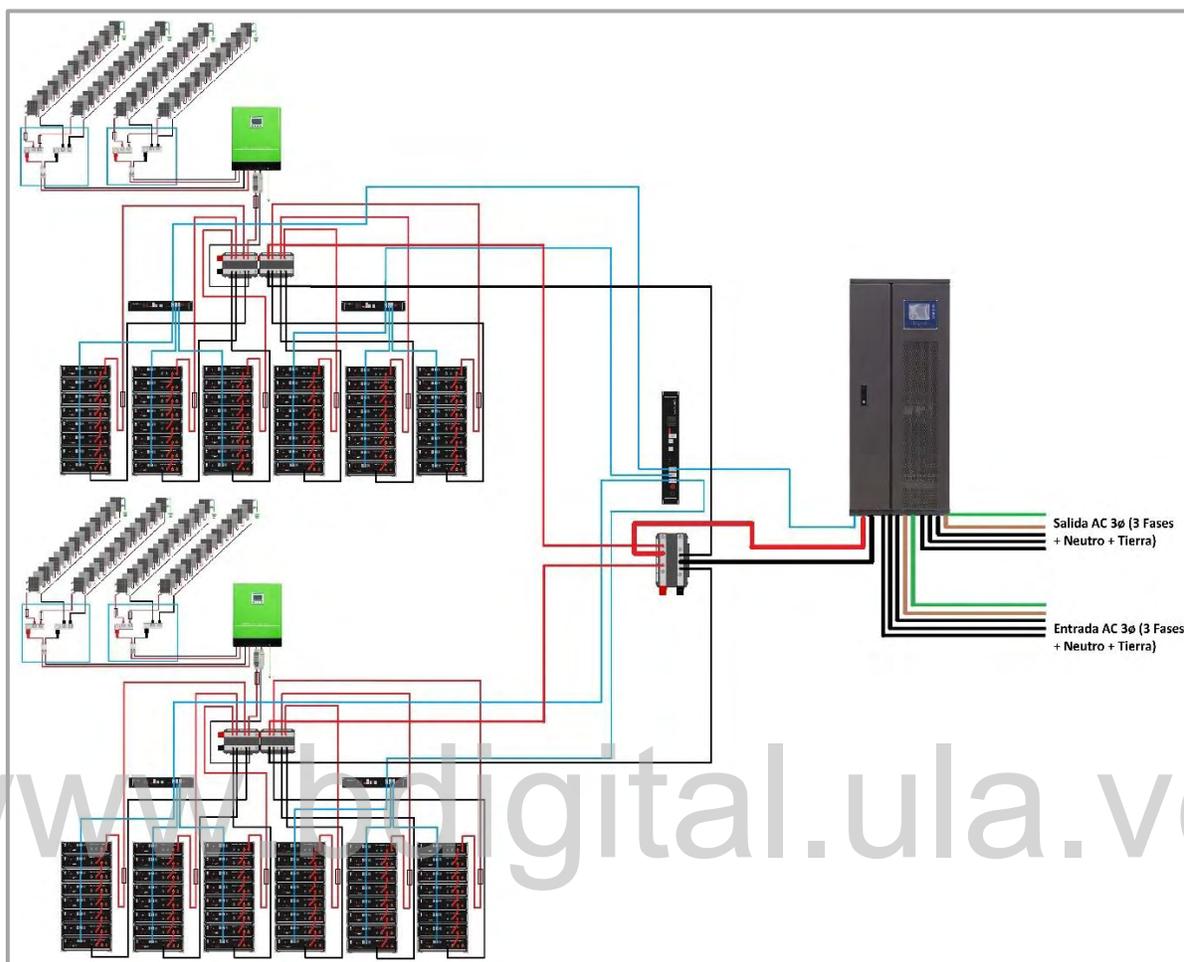


Figura 4.14 Esquema del sistema SFV del caso 2

4.6 ANALISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA

El análisis financiero se realiza, para ambos casos, de dos maneras: a partir del costo anual uniforme equivalente (CAUE) y mediante un análisis que se basa en algunas hipótesis y en el costo de la hora de facturación de la industria.

4.6.1 Evaluación financiera mediante el CAUE

El CAUE permite analizar la distribución de la inversión en el tiempo a partir del monto inicial de la inversión, la vida útil del proyecto en años, los costos anuales por mantenimiento y operación, y los ingresos anuales que ofrece dicha inversión.

Para los sistemas SFV de cada caso, se utiliza una rutina de cálculo de Rojas [40] que permite decidir sobre la viabilidad del proyecto para el análisis del CAUE. En la misma, se considera el costo de operación como el 2% de la inversión y una tasa de descuento de 10%.

Asimismo, la herramienta ofrece el costo unitario de la energía generada por el sistema (cociente del CAUE por la energía anual generada), es decir, el valor de la inversión reflejado en la energía que el sistema genera; por esto, en cada caso se aplica la ecuación 4.26, donde W_p es la potencia pico del sistema (potencia pico de todos los módulos FV), h las horas durante el día en que ocurre el corte de electricidad, y D_{lab} los días laborables (261 días). Además, se considera que, durante el día, el sistema SFV funciona como un sistema autónomo el 60% de los días laborables del año (el otro 40% se supone, son días nublados o con escasa irradiación solar), por lo que la energía se multiplica por un factor de 0,6.

Para cada caso, se considera que ocurre un corte eléctrico de 3 horas al día, todas las semanas, siendo este el escenario más crítico para el sistema

$$E_{año} = W_p \cdot h \cdot D_{lab} \cdot 0,6 \quad (4.26)$$

4.6.1.1 *Caso 1: CAUE del sistema SFV de respaldo total para 3 horas de autonomía.*

Se tiene que la energía anual es de:

$$E_{año} = 106,2 \text{ kW} \cdot 3 \text{ h} \cdot 261 \cdot 0,6 = 49.892,76 \text{ kWh/año}$$

Y, como se observa en la tabla 4.35, el coste de la inversión inicial es de USD 448.787,11 incluyendo IVA, costo de importación e instalación. Sin embargo, para efectos de este análisis, se considera la reposición de baterías como parte del mantenimiento correctivo debido a que son los elementos del sistema que tienen menor vida útil si se comparan con el resto de equipos.

La vida útil de las baterías seleccionadas para el dimensionamiento es de 4.500 ciclos (10 años según el fabricante) a una profundidad de descarga del 50%, pero el sistema está diseñado para que las baterías se descarguen hasta el 60% de su capacidad nominal, lo que reduce su vida útil a 4.100 ciclos de acuerdo con la ficha técnica del fabricante. Considerando que las baterías

completan un ciclo de carga y descarga cuando el sistema funciona como respaldo energético (el 40% de los días laborables del año), se calculan los años de vida útil:

$$V_{\text{útil bat}} = \frac{N_{\text{ciclos total}}}{N_{\text{ciclos/año}}} = \frac{N_{\text{ciclos total}}}{D_{\text{lab}} \cdot 0,40} = \frac{4.100 \text{ ciclos}}{261 \cdot 0,40 \frac{\text{ciclos}}{\text{año}}} = 39,27 = 39 \text{ años} \quad (4.27)$$

Por lo tanto, se calcula la frecuencia con que se deben sustituir las baterías averiadas considerando la vida útil del sistema SFV:

$$N_{\text{cambios}} = \frac{V_{\text{útil SFV}}}{V_{\text{útil bat}}} = \frac{25 \text{ años}}{39 \text{ años}} = 0,64 = 1 \quad (4.28)$$

Por lo tanto, antes de que el sistema alcance su vida útil, deben reponerse baterías al menos una vez (por ejemplo, en el año 12 de la inversión). Además, en la tabla 4.35 se observa que el total de baterías tienen un costo de USD 248.644,80 (incluyendo valor de importación), que equivale al 55,40% de la inversión inicial, por lo que reponerlas una vez, implica un gasto de USD 248.644,80 y un coste de inversión total de USD 697.431,90 (inversión inicial más reposición de baterías). Por esto, el coste de mantenimiento anual, considerando la vida útil del sistema SFV, se calcula como:

$$C_{\text{mant. anual}} = \frac{C_{\text{mant.}}}{V_{\text{útil SFV}}} = \frac{248.644,80 \$}{25 \text{ años}} = 9.945,79 \$/\text{año} \quad (4.29)$$

Y dado que la inversión total anualizada es de:

$$I_{\text{total anual}} = \frac{I_{\text{total}}}{V_{\text{útil SFV}}} = \frac{697.431,90 \$}{25 \text{ años}} = 27.897,28 \$/\text{año} \quad (4.30)$$

Entonces, el costo de mantenimiento anual equivale al 35,65% de la inversión total anualizada. Al introducir los valores en la hoja de cálculo se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 4.58.

Tabla 4.58 CAUE para el sistema SFV del caso 1

Coste de mantenimiento (USD/año)	Coste de operación (USD/año)	Tasa de descuento	Vida útil del sistema SFV (años)	CAUE (USD/año)	Coste de la energía anual generada (USD/año/kWh)
9.945,79	359,03	10%	25	47.868,70	1,27

Como se observa en la tabla 4.58, el CAUE tiene un valor positivo y de gran magnitud, lo que significa que la inversión es viable, en gran parte, por la vida útil del sistema, pero también por para la tasa de descuento considerada. Esto significa, que la inversión se recupera mucho antes de que el sistema SFV agote su tiempo de vida útil.

Asimismo, se tiene que el costo anual de la energía generada por el sistema es de 1,27 USD/año/kWh, por lo que respaldar el consumo que tiene la industria durante 3 horas (obtenido de la ecuación 4.4) en un año de producción, equivale al 7,067% de la inversión total, por lo que dicha inversión se recupera aproximadamente al cabo de 15 años desde el punto de vista del costo de la energía.

4.6.1.1 *Caso 2: CAUE del sistema SFV de respaldo para la línea de producción de medicamentos inyectables, equipos de servicios críticos y aires acondicionados para 3 horas de autonomía.* Al aplicar la ecuación 4.26 y el mismo análisis del caso 1 para el cálculo de la energía, se tiene que la energía anual generada por el sistema SFV del caso 2, es de 37.696,75 kWh/año. Por otra parte, como se observa en la tabla 4.57, el coste de la inversión inicial es de USD 341.746,16 incluyendo IVA, costo de importación e instalación.

Dado que la reposición de baterías averiadas se realiza con la misma frecuencia que en el caso anterior, en base a las mismas condiciones de generación de energía, se tiene que el costo de mantenimiento del sistema SFV a lo largo de su vida útil equivale a USD 184.233,60 y un coste de inversión total de USD 525.979,80 (inversión inicial más reposición de baterías). Por esto, al aplicar las ecuaciones 4.29 y 4.30 para este caso, se tiene que el coste de mantenimiento anual y la inversión total anualizada es de USD/año 7.369,34 y USD/año 21.039,19 respectivamente. De esta manera, el costo de mantenimiento anual equivale al 35,03% de la inversión anualizada.

Al introducir los valores en la hoja de cálculo se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 4.59.

Tabla 4.59 CAUE para el sistema SFV del caso 2

Coste de mantenimiento (USD/año)	Coste de operación (USD/año)	Tasa de descuento	Vida útil del sistema SFV (años)	CAUE (USD/año)	Coste de la energía anual generada (USD/año/kWh)
7.369,34	273,40	10%	25	45.292,26	1,20

Como se observa en la tabla 4.59, el CAUE del caso 2 tiene un valor positivo y de gran magnitud, por lo que el proyecto es viable, bajo las condiciones planteadas. Además, así como en el CAUE del caso 1, se recupera la inversión mucho antes de que el sistema SFV agote su tiempo de vida útil.

El costo de la energía generada es de 1,20 USD/kWh, por lo que respaldar durante 3 horas la demanda energética calculada mediante la ecuación 4.25 y que comprende la potencia de equipos de la línea de producción de medicamentos inyectables, los aires acondicionados y los equipos de servicios críticos (en un año de producción), equivale al 6,96% de la inversión total, por lo que dicha inversión se recupera aproximadamente al cabo de 14 años y medio desde el punto de vista del costo de la energía.

4.6.2 Evaluación financiera mediante el costo de la hora de facturación

Se desarrolla un análisis económico que involucra el costo de la hora de facturación en base a hipótesis, para determinar las pérdidas financieras que tendría la industria si no contase con un sistema de respaldo eléctrico.

Para el estudio, la gerencia de producción de la industria le facilitó al autor un documento donde se cuantifican las unidades de productos facturados para el año de producción 2014-2015 sin los montos de facturación en divisas por motivos de confidencialidad. Sin embargo, se realiza una búsqueda en el mercado local y el mercado *online* para cuantificar el estimado de ganancias anuales que tiene la industria, y a partir de ello, calcular el costo de la hora de facturación, es decir, el costo asociado a la producción de medicamentos durante una hora.

Esto, con el objetivo de determinar si es viable o no para la industria invertir en alguno de los sistemas SFV dimensionados.

En la tabla 4.60 se muestra el número de unidades facturadas por mes para el año de producción 2014-2015.

Tabla 4.60 Unidades facturadas por VEVALCA para el año de producción 2014-2015

Año	Mes	Unidades facturadas
2014	Noviembre	73.511
	Diciembre	51.817
2015	Enero	51.197
	Febrero	121.486
	Marzo	104.187
	Abril	119.090
	Mayo	101.212
	Junio	105.554
	Julio	118.340
	Agosto	74.222
	Septiembre	93.806
	Octubre	143.912

Al multiplicar, en una hoja de cálculo, cada medicamento facturado por su precio en el mercado, se tiene un monto de USD 18.811.620,62. Sin embargo, este es el monto calculado a precio de detal, por lo que se estima que el precio de venta de la industria (al mayor), es el 70% de este. Bajo esta hipótesis, se tiene que el monto total de facturación al año es de USD 13.168.134,43. Si se considera que el 20% de este valor corresponde al margen de ganancia que tiene la industria (80% corresponde al pago de impuestos, sueldos, reposición de materia prima, mantenimiento, entre otros) se tiene una ganancia promedio anual de USD 2.633.626,89.

Hay que destacar que el monto de facturación estimado, equivale a la facturación si se contabiliza la producción de los días laborables (261) bajo la jornada de trabajo diaria de 8 horas sin cortes de electricidad. Por lo tanto, en estas condiciones, la hora estimada de producción de la industria se calcula como:

$$h_{producción} = \frac{\text{Facturación total anual [USD]}}{\text{horas laborales anuales [h]}} = \frac{13.168.134,43 \$}{261 \text{ días} \cdot 8 \text{ h}} = 6.306,58 \$/h \quad (4.31)$$

Por lo tanto, la hora de producción tiene el valor obtenido de la ecuación 4.31, que, a su vez, es la pérdida económica que tiene si cesan sus actividades de producción durante una hora por falta de electricidad.

De esta manera, se calcula la pérdida económica anual si ocurren cortes de electricidad de 3 horas a diario.

$$\text{Perdidas}_{anual} = h \cdot D_{lab} \cdot h_{producción} \quad (4.32)$$

$$\text{Perdidas}_{anual} = 3 \text{ h} \cdot 261 \text{ días} \cdot 6.306,58 \$ = 4.938.052,14 \$/año$$

El resultado al aplicar la ecuación 4.32, demuestra que la pérdida anual bajo la hipótesis planteada, puede llegar a ser casi el doble de la ganancia estimada que tiene la industria al año. Si se compara con el coste de inversión total del sistema SFV del caso 1 (USD 697.431,90), se justifica la necesidad de implementar un sistema SFV de respaldo total para evitar tales pérdidas.

De hecho, el costo de inversión para el sistema SFV del caso 1 es casi una cuarta parte de las ganancias netas estimadas, por lo que, bajo la hipótesis planteada, se recupera la inversión aproximadamente en un año de producción.

4.6.3 Análisis de los dos métodos financieros aplicados

Al comparar los resultados obtenidos con cada método de evaluación financiera, se tiene que la hora de producción de la industria es de USD 6.306,58, por lo que un corte eléctrico de 3 horas equivale a USD 18.919,74 de pérdidas en un día. Por otra parte, el CAUE para el caso 1 indica que cubrir la demanda eléctrica de toda la industria con el sistema SFV de respaldo total, tiene un costo de USD 49.287,51 al año que resulta mucho menor a las pérdidas que se tienen si no se cuenta con un sistema de respaldo energético. Este hecho, justifica la importancia y necesidad del sistema diseñado para anular las pérdidas económicas que se puedan generar por falta de suministro eléctrico.

4.7 ANALISIS DE IMPACTO AMBIENTAL

Desde el punto de vista de impacto ambiental, los sistemas de generación eléctrica emiten gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático. Por ende, se estudia el impacto ambiental que tiene cada uno de los sistemas SFV diseñados, la red eléctrica y el grupo electrógeno que tiene la industria para realizar una comparativa.

Para este análisis se emplea la herramienta de cálculo de Rojas, 2012 [32] que incorpora una base de datos con las emisiones de gases dióxido de carbono (gCO_2), dióxido de azufre (gSO_2), y óxido de nitrógeno (gNO_x), de diferentes tecnologías para la generación eléctrica. Asimismo, la herramienta tiene como datos de entrada la potencia de la fuente de generación y las horas de uso para calcular la energía y, en función de esto, evaluar el impacto ambiental que genera.

El análisis se desarrolla únicamente para el sistema SFV del caso 1, ya que, por ser un sistema de respaldo total, se puede comparar con el grupo electrógeno y la red eléctrica debido a que son las dos fuentes de energía que alimentan totalmente a la industria.

4.7.1 Factibilidad ambiental de las fuentes de energía eléctrica asociadas al consumo eléctrico de VEVALCA

La potencia pico del sistema SFV del caso 1 (106,20 kW), la potencia del grupo electrógeno (100,0 kW) y la potencia que la industria consume de la red eléctrica (113,0 kW que es el promedio mensual de la tabla 4.2) se introducen en la hoja de cálculo. Debido a que el sistema SFV sirve de respaldo energético durante 3 horas al día, las otras dos fuentes de energía se analizan para el mismo tiempo de generación, obteniendo así los resultados que se muestran en la tabla 4.61 y que gráficamente se ilustran en la figura 4.15.

Tabla 4.61 Emisiones de gases de efecto invernadero de las diferentes tecnologías de suministro eléctrico para VEVALCA

Tecnología	Emisiones de gases totales al año (kg/año)		
	CO ₂	NO _x	SO ₂
Sistema SFV con almacenamiento	10.948,99	20,04	34,80
Red eléctrica	32.083,25	230,52	88,47
Grupo electrógeno	80.044,50	1.346,85	175,20

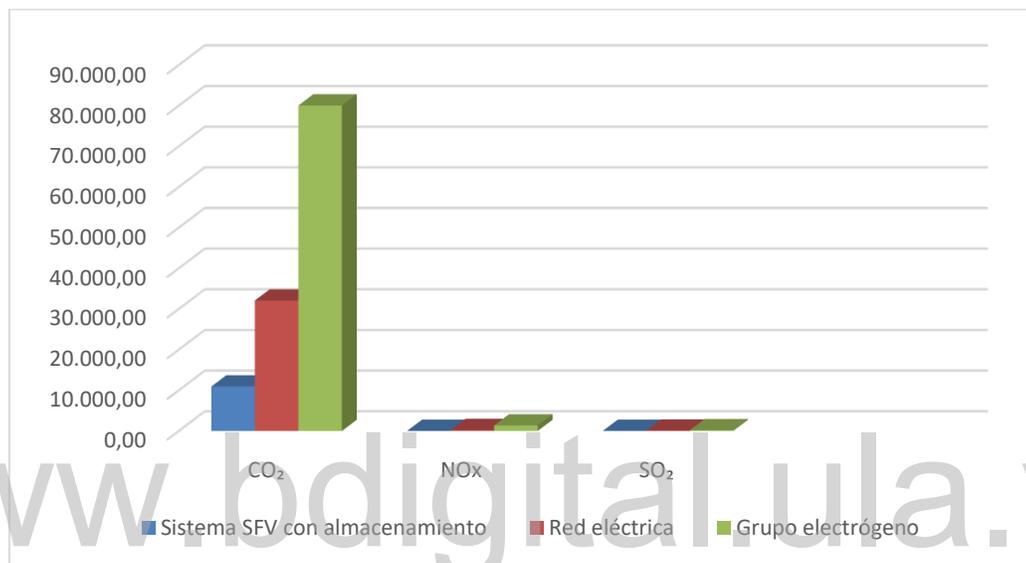


Figura 4.15 Gráfico de barras de las emisiones de gases de efecto invernadero de las diferentes tecnologías de suministro eléctrico para VEVALCA

Como se puede observar, el sistema solar fotovoltaico en condición de respaldo es el que genera menor cantidad de gases de efecto invernadero en comparación con la red eléctrica y, significativamente mucho menos que el grupo electrógeno debido a su principio de funcionamiento (combustión interna).

Por esto, hay que resaltar que, desde el punto de vista ambiental, la implementación de un sistema SFV en la industria ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y, por lo tanto, a mitigar el efecto del calentamiento global debido a que se trata de una energía limpia y de muy bajo impacto ambiental.

CONCLUSIONES

Este trabajo de investigación aporta una nueva metodología para el diseño de sistemas solares fotovoltaicos de respaldo aplicados a la industria, ya que considera varios aspectos técnicos para el correcto funcionamiento de este y que normalmente no se tienen en cuenta para el diseño de sistemas SFV domésticos. Asimismo, se plantean dos metodologías para analizar la viabilidad financiera de un proyecto de esta magnitud si se aplica a una industria pequeña-mediana indiferentemente de su rubro de producción. Por lo tanto, se considera como una contribución importante para desarrollo e implementación de sistemas SFV en industrias que buscan alternativas factibles para evitar pérdidas financieras por fallos en la red eléctrica.

Luego de haber desarrollado el dimensionamiento del sistema SFV para el respaldo total de la industria, así como el sistema SFV de respaldo para una línea de proceso vital y luego de analizar el costo de cada proyecto, se tiene que el proyecto es viable económicamente, ya que, de acuerdo con las metodologías financieras aplicadas, la industria puede recuperar la inversión en un tiempo menor a la vida útil de los sistemas y evitar pérdidas financieras.

En cuanto a la factibilidad técnica, se tiene como resultado que el sistema SFV para respaldo energético total reduce el gasto que realiza la industria para el suministro de combustible del grupo electrógeno y su mantenimiento. Sin embargo, el mantenimiento del sistema SFV dentro de su vida útil es significativo, debido a que se requiere la reposición de baterías al menos dos veces en una escala de tiempo de 25 años.

Por otra parte, se determina que el sistema SFV para respaldo energético total, tiene menor impacto ambiental que el grupo electrógeno y la red eléctrica de distribución, por lo que su implementación no solo traería beneficios financieros y técnicos, sino también ambientales, ya que las emisiones de gases de efecto invernadero de la industria se verían reducidas considerablemente durante su producción anual.

RECOMENDACIONES

Para el dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos en la industria, se recomienda considerar siempre los arrancadores suaves para los equipos con alto consumo de arranque, ya que, aunque los inversores pueden proporcionar un pico de potencia mayor a su capacidad nominal durante unos pocos segundos, las corrientes elevadas pueden reducir considerablemente su vida útil.

De igual forma, se recomienda reforzar el techo si la instalación ha de realizarse en un techo de zinc que no cuenta con el soporte adecuado para colocar varios paneles solares.

También sería recomendable desarrollar el dimensionamiento de un sistema SFV de respaldo total realizando un estudio más exhaustivo sobre las horas de irradiación solar directa que se tienen en un año, para entonces considerar un tiempo de respaldo mayor y con menor cantidad de baterías.

Asimismo, se recomienda realizar un análisis financiero que involucre el costo del combustible que requiere el grupo electrógeno de acuerdo a sus horas de funcionamiento anual si la industria no cuenta con un sistema solar FV y comparar dicho valor con el monto de inversión para implementar el sistema SFV de respaldo energético total.

Para este caso, se consideraron inversores y controladores de carga de alta potencia cuya manufactura es de origen chino, por lo que el costo de importación eleva considerablemente el monto total de inversión. Sin embargo, en Venezuela existen empresas que fabrican inversores y controladores de alta potencia según los requerimientos del cliente, por lo que se recomienda, en caso de llevar a cabo un proyecto de esta magnitud, consultar con una empresa nacional la fabricación de tales equipos para reducir costos de importación.

REFERENCIAS

- [1] R. Alves, F. Chacón y H. Toledo, «Estudio técnico-económico de factibilidad de generación fotovoltaica en Venezuela,» USB, Caracas, 2009.
- [2] J. Mattioli y R. Furelli , «Estudio de factibilidad Económica-financiera, para la instalación de una planta alimentada por energía solar en una empresa productora de alimentos. Caso: Alimentos Casera - Line, C.A.,» UNE, Caracas, 2013.
- [3] G. I. S. A., «Pre-factibilidad técnica y económica para la instalación de una planta FV en industria química,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Santiago de Chile, 2015.
- [4] Á. Sánchez y N. Casas, «Estudio de viabilidad técnica y económica para la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaica en el Parque Logístico El ZOL en Funza Cundinamarca,» Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, 2019.
- [5] G. Estévez Peinado, «Análisis de viabilidad técnico-económico de la generación fotovoltaica para autoconsumo en aplicaciones para la pequeña mediana industria en la provincia de Jaén,» Universidad de Jaén, Jaén, 2020.
- [6] P. Sánchez Molina, «pv magazine,» 04 06 2021. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/06/04/panama-tiene-su-primera-cerveza-solar/>. [Último acceso: 30 08 2021].
- [7] P. Sánchez Molina, «pv-magazine,» 08 07 2021. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/07/08/empresa-colombiana-ahorra-el-36-de-la-factura-de-la-luz-gracias-a-un-autoconsumo-fotovoltaico/>. [Último acceso: 30 08

- 2021].
- [8] J. Zarco, «pv-magazine,» 02 09 2021. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/09/02/mas-empresas-de-el-salvador-suman-mws-fotovoltaicos/>. [Último acceso: 26 09 2021].
- [9] L. Cabello, «pv-magazine,» 03 09 2021. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2021/09/03/industrias-alegre-estrena-una-instalacion-de-713-kwp-de-eidf-solar/>. [Último acceso: 30 09 2021].
- [10] «Cómo pueden las empresas reducir la huella de carbono,» 14 noviembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.quironprevencion.com/blogs/es/prevenidos/pueden-empresas-reducir-huella-carbono>. [Último acceso: 15 06 2021].
- [11] J. A. Carta González, R. Calero Pérez, A. Colmenar Santos y M. A. Castro Gil, Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables, Madrid: Pearson Prentice Hall, 2009.
- [12] J. C. Mattioli Olazabal y R. F. Furelli Risquez, junio 2013. [En línea]. Available: <http://miunespace.une.edu.ve/jspui/handle/123456789/2012>. [Último acceso: 16 06 2021].
- [13] G. Ocando, «Voz de américa,» 28 abril 2020. [En línea]. Available: <https://www.vozdeamerica.com/venezuela/venezuela-plantas-electricas-sin-utilidad-falta-de-gasolina>. [Último acceso: 17 06 2021].
- [14] D. A. Contreras Rangel, Diseño de herramienta para el dimensionamiento de celdas fotovoltaicas, Mérida: Universidad de los Andes, 2019.
- [15] «IRENA,» 02 junio 2020. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2020/Jun/Costs-Press-Release_Spanish.pdf?la=en&hash=318BAA0B37B3133F8C0AB2A81E6633FFF2FE

7834. [Último acceso: 15 06 2021].
- [16] A. Fidas G., El Proyecto de Investigación, Caracas: EPISTEME, C.A., 2012.
- [17] J. C. Rojas Zerpa, «Estado actual de las energías renovables 2021,» ULA, Mérida, 2021.
- [18] «Solargis,» [En línea]. Available: <https://apps.solargis.com/prospect/map?show-registration=1&s=8.609411,-71.132957&c=8.610894,-71.130981,8&m=solargis-ghi&l=true>. [Último acceso: 2021 09 30].
- [19] J. C. Rojas Zerpa, «Potencialidad de las energías renovables en Venezuela 2021,» ULA, Mérida, 2021.
- [20] A. Duran Chico, «Estudio de reconocimiento de la energía solar fotovoltaica como alternativa energética para uso de instalaciones eléctricas domiciliarias,» Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, 2016.
- [21] T. Díaz Corcobado, Instalaciones solares fotovoltaicas, Madrid: McGraw-Hill Interamericana, 2010.
- [22] S. Delgado, «Diseño de un sistema de alimentación eléctrica para las cargas críticas de una vivienda multifamiliar basado en energía solar,» Universidad Rafael Urdaneta, Maracaibo, 2010.
- [23] J. C. Rojas Zerpa, «Fundamentos de la energía solar fotovoltaica,» ULA, Mérida, 2021.
- [24] O. Carmona, A. Vidal, J. Conde, A. Martínez y J. Tinoco, «Estudio de la viabilidad técnica para la implementación de un sistema de autoconsumo eléctrico basado en paneles fotovoltaicos para una vivienda,» IUSH, Medellín, 2016.
- [25] «Global Solar Atlas,» [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map>. [Último

acceso: 2021 11 17].

- [26] «PVGIS,» [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Último acceso: 2021 11 17].
- [27] S. Eliseo, «eliseosebastian,» [En línea]. Available: <https://eliseosebastian.com/>. [Último acceso: 22 11 2021].
- [28] «Censolar,» [En línea]. Available: <https://www.censolar.org/>. [Último acceso: 09 12 2021].
- [29] «NFPA,» [En línea]. Available: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=70>. [Último acceso: 14 12 2021].
- [30] M. A. Abella, «Sistemas fotovoltaicos,» CIEMAT, Madrid, 2019.
- [31] I. Bautista Almánzar, E. Aybar Mejía, M. Blanco y R. Vicini, «Compensación de reactivos en instalaciones de sistemas solares fotovoltaicos penalizadas por bajo factor de potencia,» Ciencia, Ingeniería y Aplicaciones, Provincia de la Romana, 2020.
- [32] J. C. Rojas Zerpa, Planificación del suministro eléctrico en áreas rurales de los países en vías de desarrollo: un marco de referencia para la toma de decisiones, Zaragoza: Universidad de Zaragoza, 2012.
- [33] «Google Earth,» 11 Junio 2001. [En línea]. Available: <https://www.google.com/intl/es-419/earth/>.
- [34] «Sun Earth Tools,» 2009. [En línea]. Available: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es.
- [35] «Risoul,» 23 06 2021. [En línea]. Available: <https://www.risoul.com.mx/blog/arrancadores-suaves-funcionamiento-beneficios-y->

aplicaciones. [Último acceso: 26 03 2022].

- [36] «ABB,» 22 02 2021. [En línea]. Available: <https://library.e.abb.com/public/c353a92598294e398339d3da87eb4374/Como%20seleccionar%20el%20arrancador%20suave%20mas%20adecuado%20-%20proSoft.pdf>. [Último acceso: 26 03 2022].
- [37] «ProSoft - ABB,» [En línea]. Available: <https://new.abb.com/low-voltage/products/softstarters-new/software-and-tools/prosoft>. [Último acceso: 01 05 2022].
- [38] «Procables,» [En línea]. Available: <http://procables.consultasenlinea.org/calculo/>. [Último acceso: 7 5 2022].
- [39] «EMAT,» [En línea]. Available: <https://ematchile.com/sistema-de-puesta-a-tierra-spat-en-instalaciones-de-energia-solar-en-techos/>. [Último acceso: 29 05 2022].
- [40] J. C. Rojas Zerpa, *Hoja de cálculo para la viabilidad financiera de alternativas*, Mérida: Universidad de los Andes, 2012.
- [41] W. Jara Tirapegui, *Introducción a las energías renovables no convencionales*, Santiago de Chile: Fyrma Gráfica, 2006.
- [42] H. Ortiz, «ecosolaresp,» 24 06 2016. [En línea]. Available: <https://www.ecosolaresp.com/la-celula-fotovoltaica/>. [Último acceso: 2021 11 04].
- [43] P. Seguí, «Ovacen,» [En línea]. Available: <https://ovacen.com/garantia-placas-solares-fotovoltaicas/>. [Último acceso: 05 11 2021].
- [44] «Área Tecnología,» [En línea]. Available: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/inversor-fotovoltaico.html>. [Último acceso: 17 11 2021].

- [45] «Schneider Electric,» [En línea]. Available: <https://www.se.com/pe/es/download/document/MYCE2021/>. [Último acceso: 2021 12 02].
- [46] «IRENA,» 02 2015. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/solar>. [Último acceso: 30 09 2021].

www.bdigital.ula.ve

ANEXOS

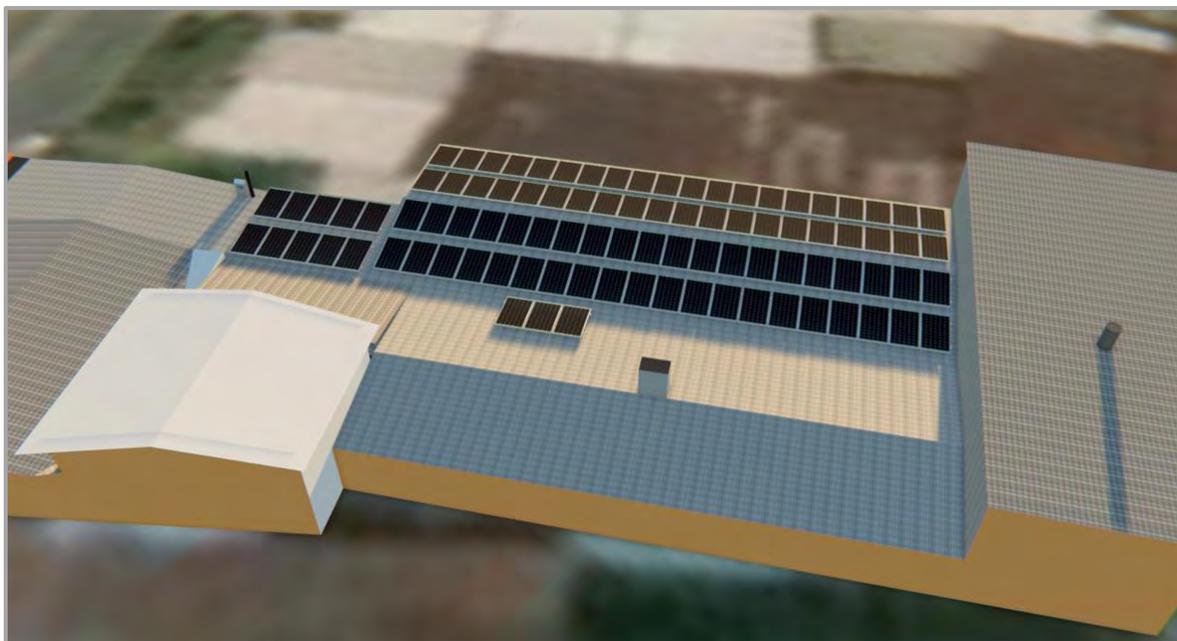
ANEXO 1. VISTAS DEL MODELO 3D DEL SISTEMA SFV DEL CASO 1



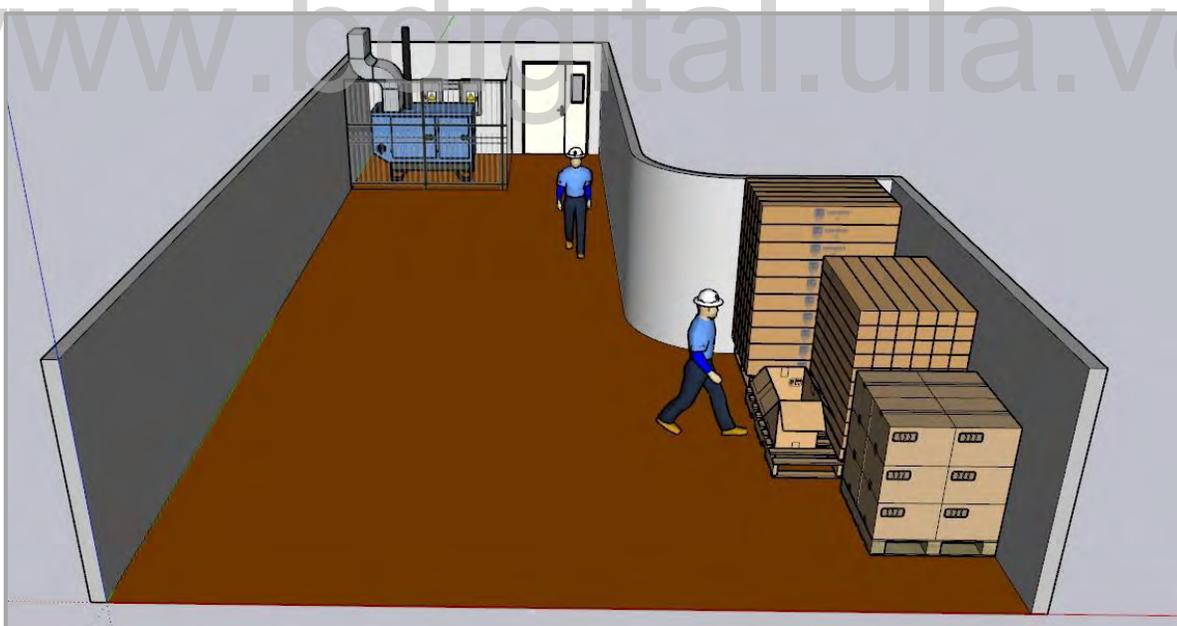


ANEXO 2. VISTAS DEL MODELO 3D DEL SISTEMA SFV DEL CASO 2





ANEXO 3. VISTAS DEL MODELO 3D DE LA DISTRIBUCIÓN ACTUAL DEL ESTACIONAMIENTO DE LA INDUSTRIA Y ESTADO DEL TABLERO PRINCIPAL

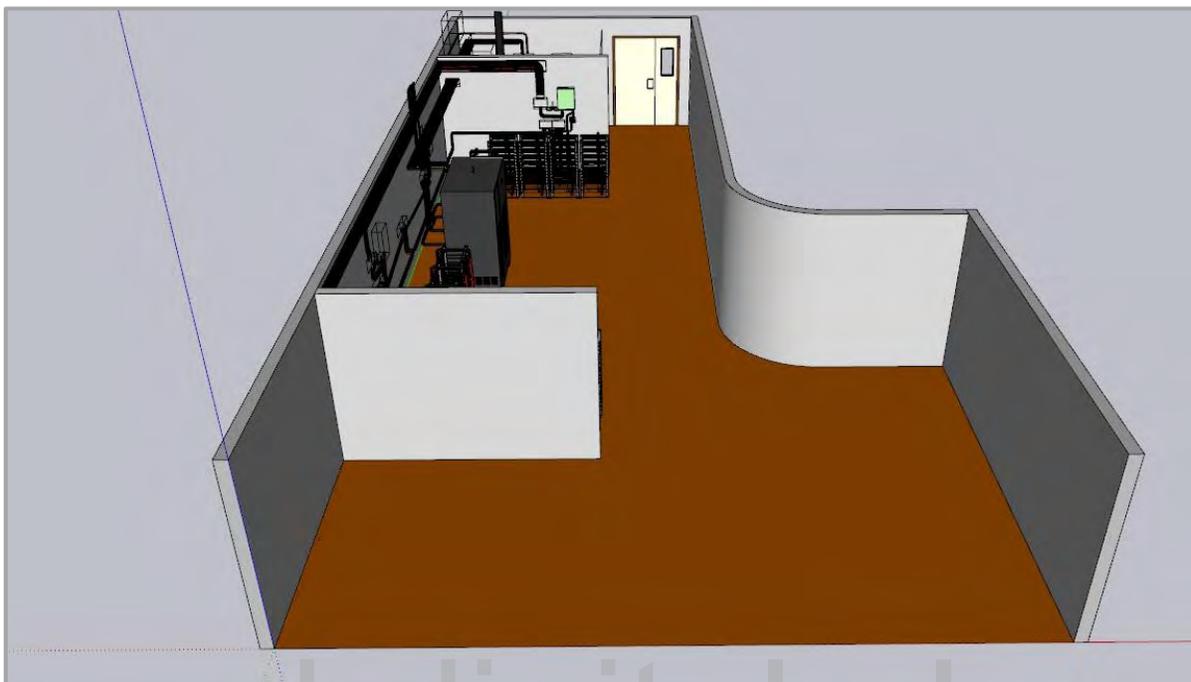




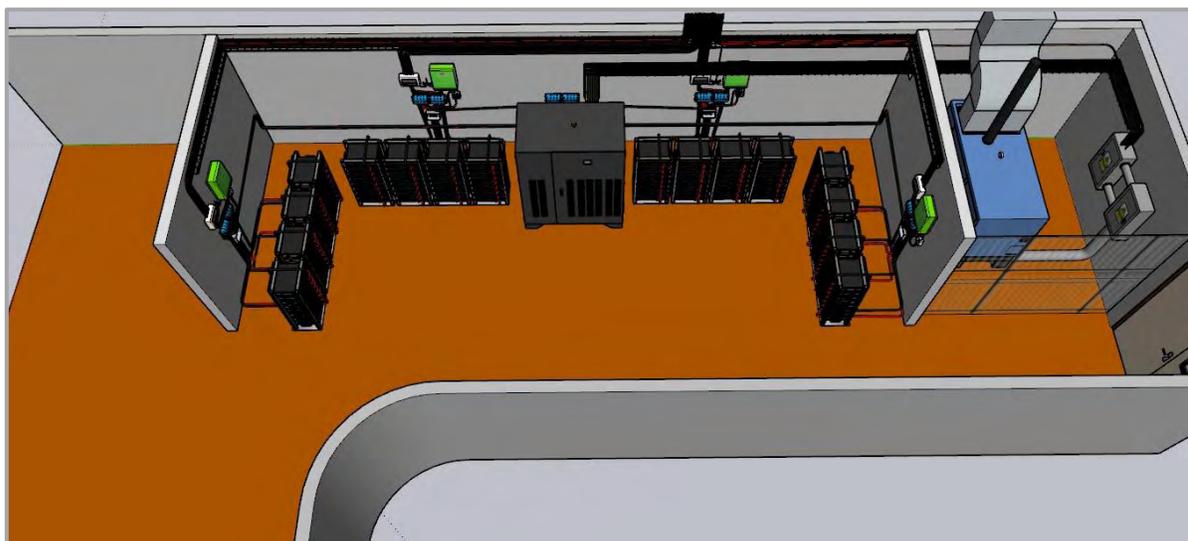
www.bdigital.ula.ve

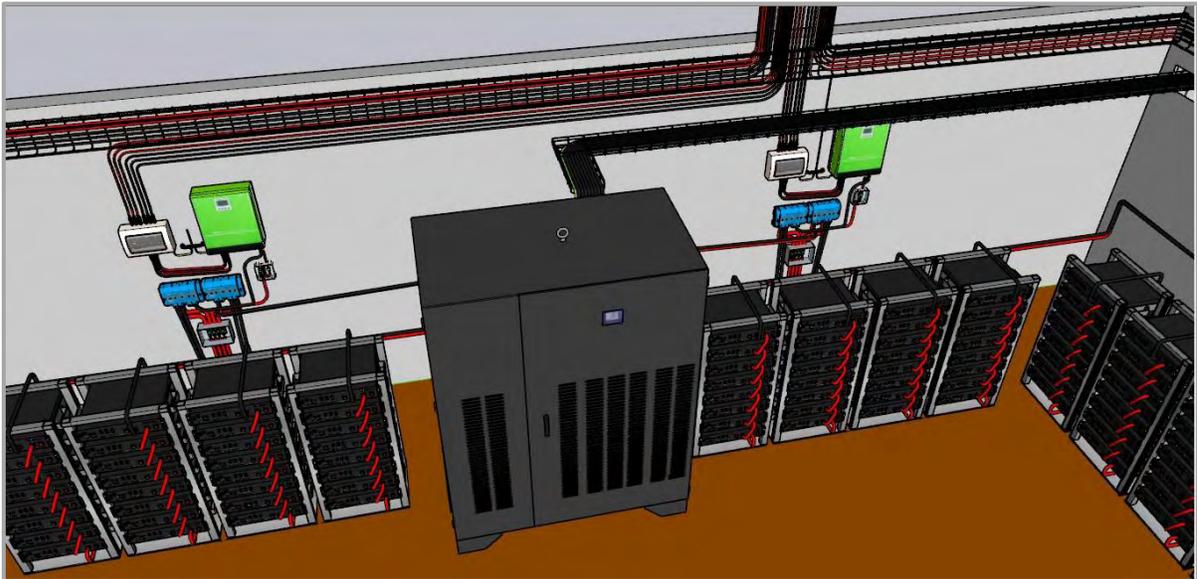


ANEXO 4 MODELO 3D DE LA INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS PARA EL SISTEMA
SFV DEL CASO 1



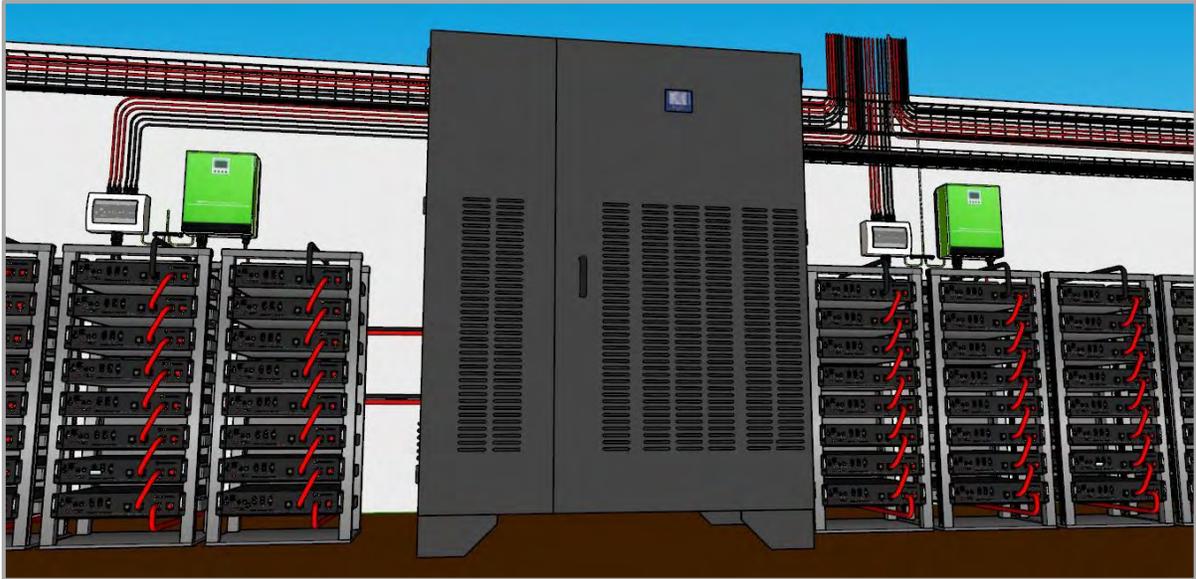
www.bdigital.ula.ve





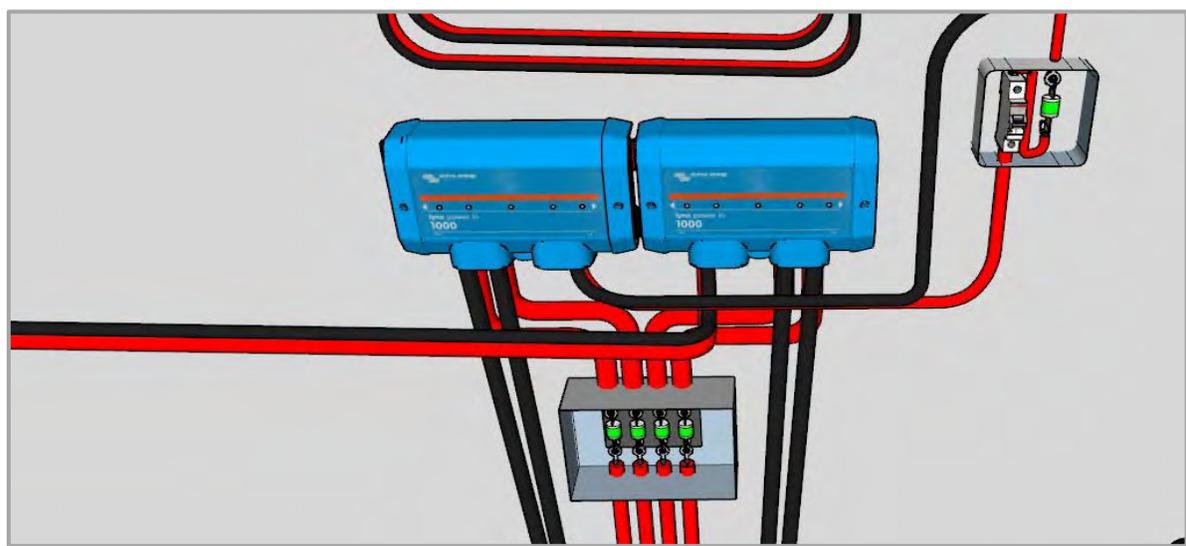
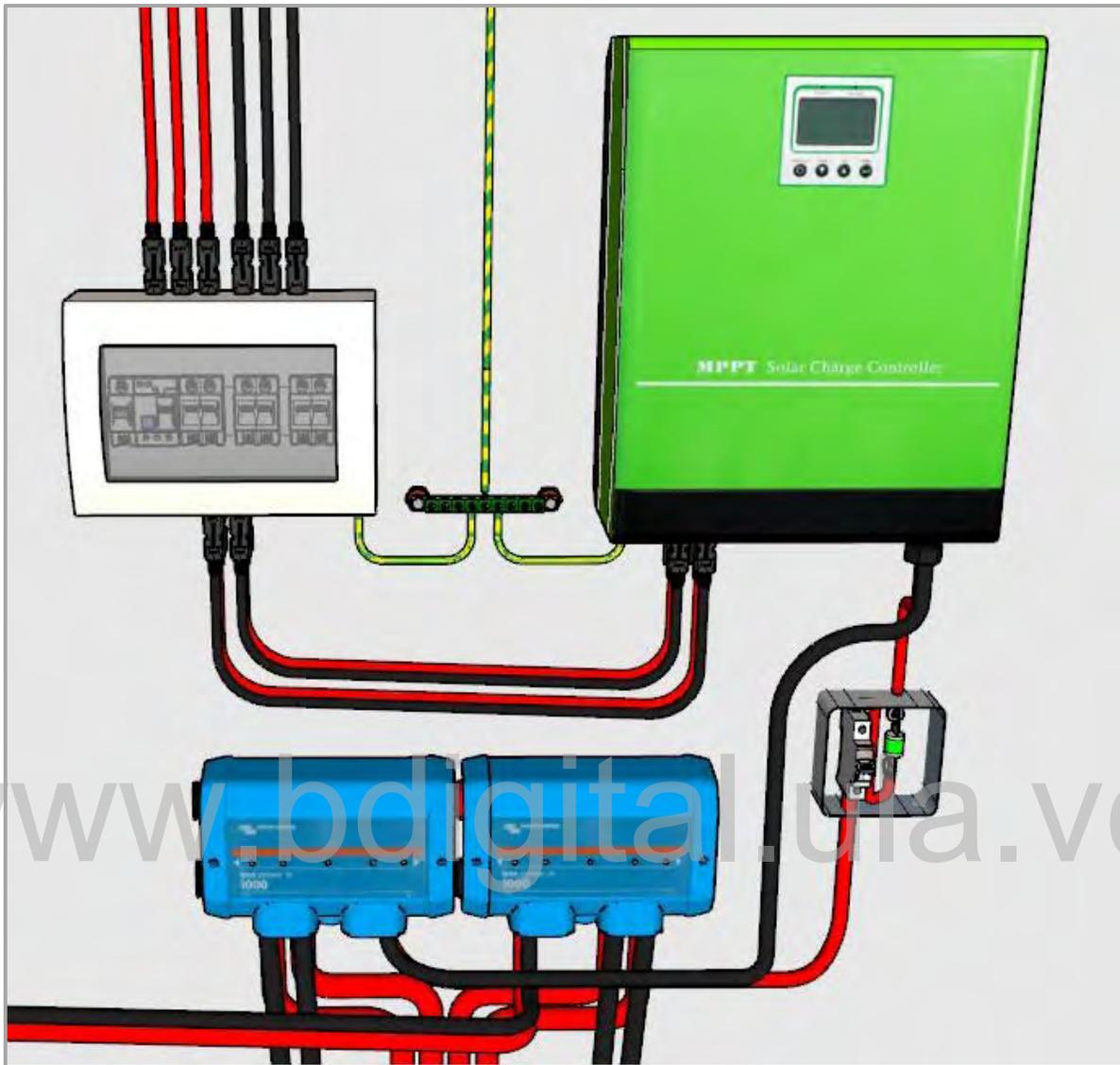
www.bdigitalula.ve

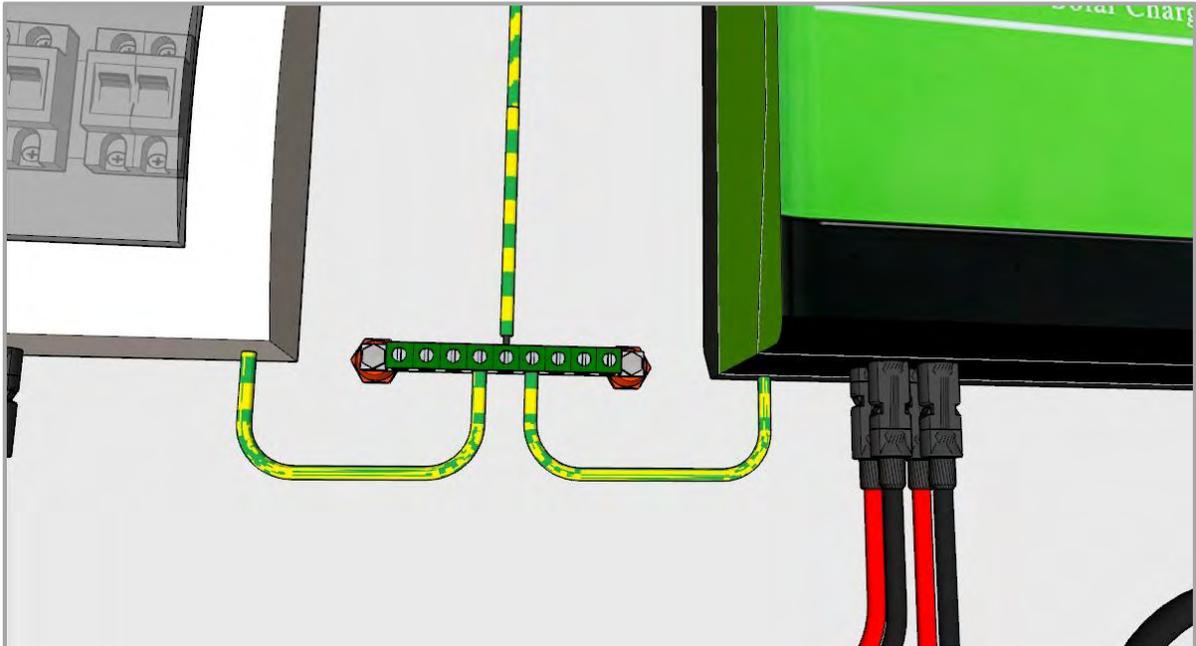




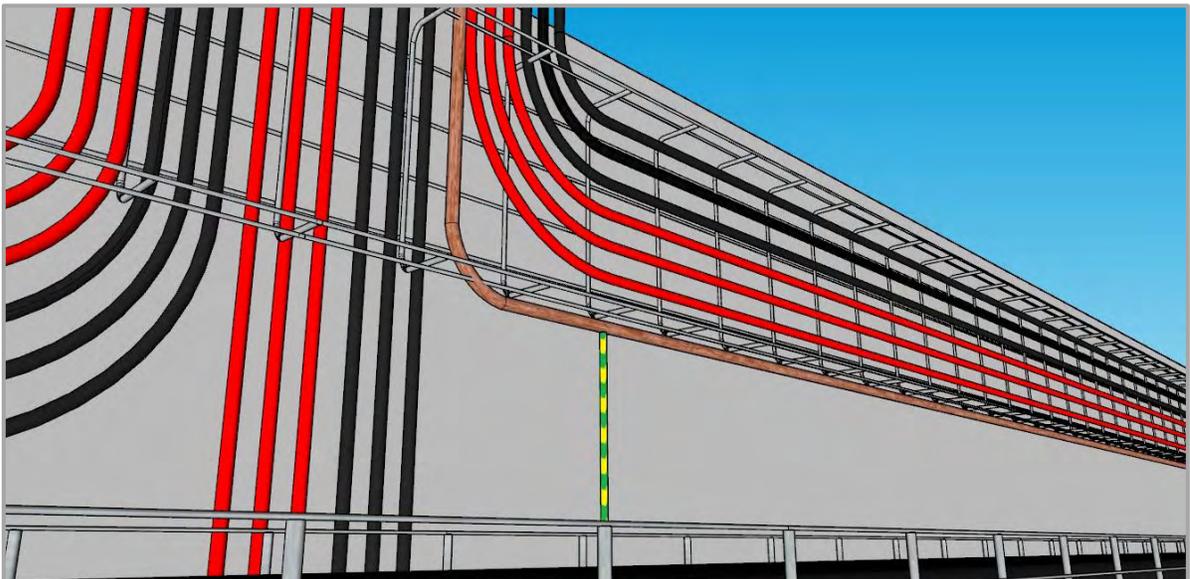
www.bdigital.ula.ve

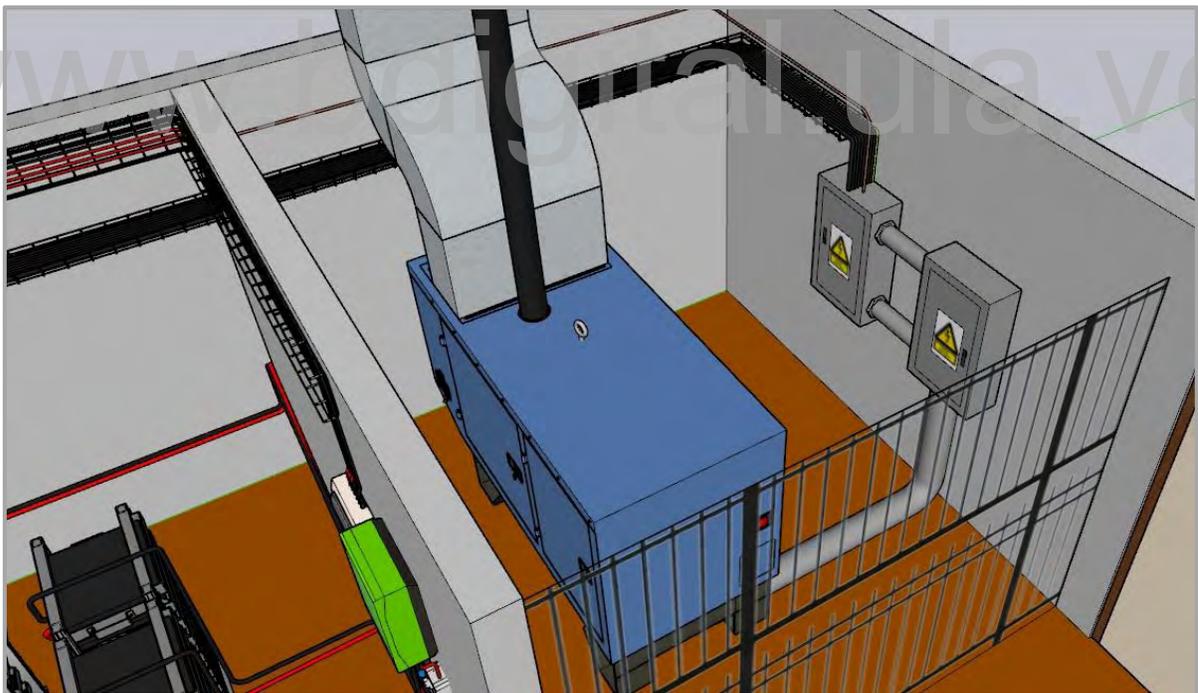
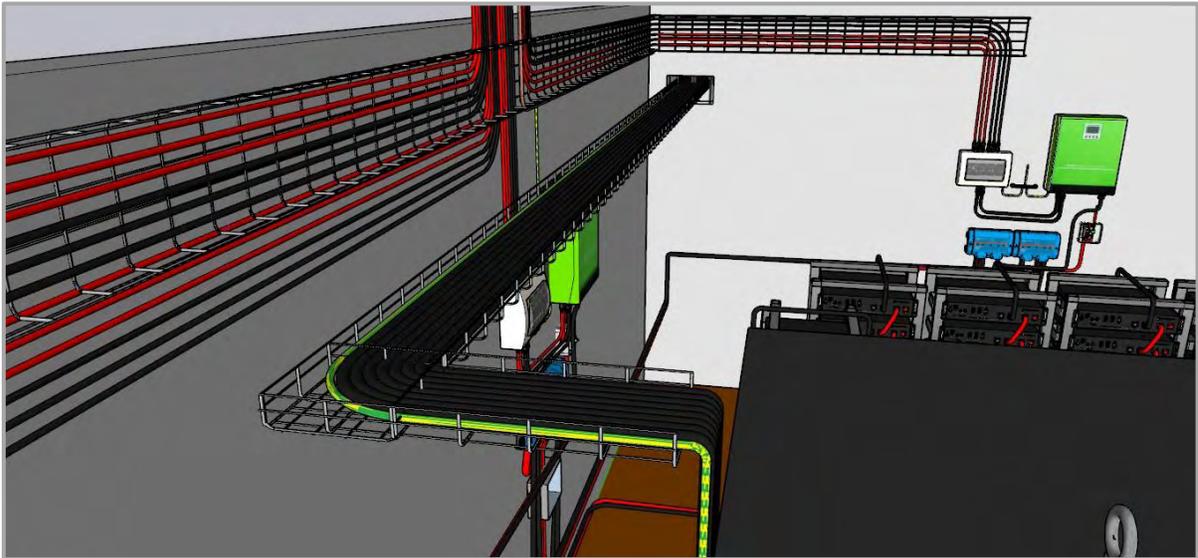


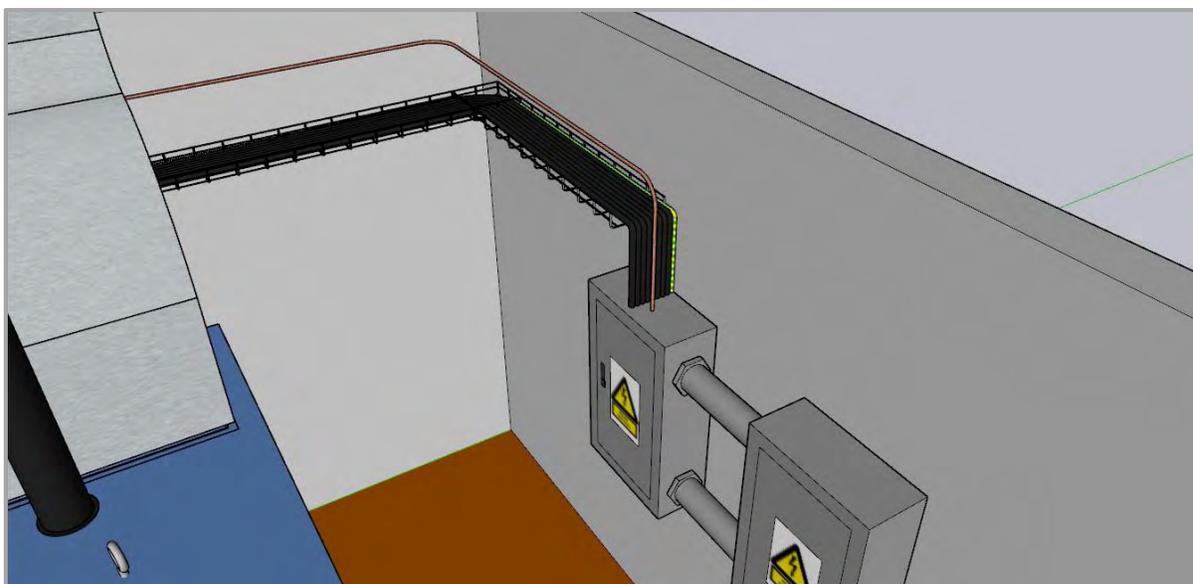




www.bdigital.ula.ve







www.bdigital.ula.ve