



Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas



IMPACTO EN LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN 34.5 kV ACOPLADA CON EL PARQUE FOTOVOLTAICO DE 2.2 MW CÁRDENAS 3.

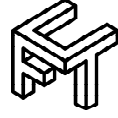
Tesis Presentada como Requisito Parcial
para la Obtención del Título de
Máster en Tecnología Energética

Autor: Ing. Sadiel Gutiérrez López

Matanzas, 2026



Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas



IMPACTO EN LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN 34.5 kV ACOPLADA CON EL PARQUE FOTOVOLTAICO DE 2.2 MW CÁRDENAS 3.

Tesis Presentada como Requisito Parcial
para la Obtención del Título de
Máster en Tecnología Energética

Autor: Ing. Sadiel Gutiérrez López

Tutor: Dr. C. Roberto Vizcón Toledo

Matanzas, 2026

Declaración de Autoridad y Nota Legal

Yo, Sadiel Gutiérrez López, declaro que soy el único autor de la siguiente tesis, titulada *Impacto en la eficiencia energética de la red de subtransmisión 34.5 kV acoplada con el parque fotovoltaico de 2.2 MW Cárdenas 3* y, en virtud de tal, cedo el derecho de copia de la misma a la Universidad de Matanzas, bajo la licencia *Creative Commons* de tipo *Reconocimiento No Comercial Sin Obra Derivada*, con lo cual se permite su copia y distribución por cualquier medio siempre que mantenga el reconocimiento de sus autores, no haga uso comercial de la obra y no realice ninguna modificación de ella.

Matanzas, 6 de febrero del 2026.

Sadiel Gutiérrez López

“El progreso técnico y la educación son los motores que permiten a las sociedades escapar de la trampa de la pobreza”.

Simon Kuznet

DEDICATORIA

- ✧ A mis padres, cuyo amor, apoyo incondicional y ejemplo han sido el motor de cada paso en este camino.
- ✧ Con todo mi cariño, dedico este trabajo a mi familia, la fuente de mi inspiración y fortaleza, quienes me han enseñado que con pasión y perseverancia no hay meta inalcanzable.
- ✧ A mis maestros, quienes con su sabiduría y dedicación me guiaron en el sendero del conocimiento. Su enseñanza fue fundamental en la realización de esta investigación.
- ✧ A mi amigo y tutor de la vida Miñoso.
- ✧ Dedico este trabajo a todas aquellas personas que luchan por sus sueños.

AGRADECIMIENTOS

- Mi sincero agradecimiento al profesor Roberto Vizcón Toledo, por su compromiso, dedicación y por compartir sus conocimientos y sabiduría, permitiéndome alcanzar la culminación de este trabajo de tesis.
- Agradezco a los compañeros del departamento de Fuente Renovable de Energía (FRE), perteneciente a la Empresa Eléctrica de Matanzas. En especial a su director: Yosuan Ortega Pérez y a su especialista principal: Ricardo Cirilo Martin Martínez. Por permitirme el acceso a sus instalaciones y datos, lo cual fue esencial para el desarrollo y conformación de esta investigación.
- Agradezco a los compañeros del departamento técnico de operaciones: Carlos Manuel Brunet Zamora, a Roberto y al compañero del departamento del Despacho Provincial de Carga: Amaury Pérez Pérez por sus aportes técnicos necesarios, pertenecientes a la Empresa Eléctrica de Matanzas.
- Extiendo mi gratitud a todas las personas que han contribuido con su tiempo, apoyo y conocimiento a este trabajo.

Resumen

El presente estudio desarrolló e implementó una metodología integral basada en simulación para evaluar el impacto de la generación FV distribuida en la eficiencia energética de redes de subtransmisión, aplicada al caso del Parque Solar Fotovoltaico (PSFV) Cárdenas 3 (2.2 MWp) conectado a la línea de subtransmisión de 34.5 kV MU700 en Matanzas, Cuba. La metodología combinó el modelado del recurso solar y del PSFV en PVsyst con la simulación de flujos de carga del sistema eléctrico en DIgSILENT PowerFactory, analizando tres escenarios principales: operación base sin FV, inyección normal a (2.2 MW) y un escenario límite de estrés a (21.8 MW). Mostrando resultado como: en el análisis con FV a 2.2 MW muestra una mejora en la eficiencia energética de la red en condiciones de operación normal, este hallazgo confirma el potencial beneficioso de la generación distribuida a media escala bien integrada. Y en el caso del análisis con FV a 21.8 MW revela los límites de la capacidad de hospedaje de la infraestructura actual generando efectos adversos críticos como las pérdidas en línea aumentaron más de 12 veces su magnitud y la cargabilidad en la línea superó el 100% indicando sobrecarga crítica.

Palabras claves: Energía solar fotovoltaica, redes de subtransmisión, eficiencia energética.

Abstract

This study developed and implemented a comprehensive simulation-based methodology to evaluate the impact of distributed photovoltaic (PV) generation on the energy efficiency of subtransmission networks. The methodology was applied to the case of the Cárdenas 3 Solar Photovoltaic Park (PSFV) (2.2 MWp) connected to the 34.5 kV MU700 subtransmission line in Matanzas, Cuba. The approach combined solar resource and PV plant modeling in PVsyst with electrical system load flow simulation in DIgSILENT PowerFactory. Three main scenarios were analyzed: base operation without PV, normal PV injection (2.2 MW), and a limit stress scenario (21.8 MW). The results showed that under normal operating conditions with 2.2 MW of PV generation, the energy efficiency of the grid improved. This finding confirms the beneficial potential of well-integrated medium-scale distributed generation. In the analysis with 21.8 MW of PV, the limits of the existing infrastructure's hosting capacity were revealed, generating critical adverse effects: line losses increased more than twelvefold, and line loadability exceeded 100%, indicating critical overload.

Keywords: Solar photovoltaic energy, subtransmission networks, energy efficiency.

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	1
Capítulo 1. Estado del Arte. Fundamentación teórica y análisis bibliográfico.	5
1.1 Introducción del capítulo.....	5
1.2 Análisis referencial del enfoque la estrategia metodológica	5
1.3 Breve descripción histórica de la transición energética y situación energética en el mundo y Cuba.....	6
1.4 Políticas implementadas por Cuba sobre las FRE	7
1.4.1 Comportamiento de las FRE en Cuba	8
1.4.2 Programas y esquemas tecnológicos instalados en Cuba en los SFV	8
1.4.2.1 Avances en el desarrollo FV en la provincia de Matanzas y en el SEN	9
1.4.3 Tipos de sistemas FV de conexión a red instalados (SFV-CR)	9
1.5 Introducción al problema del fin de vida de las tecnologías FV: contexto global y el caso de Cuba	10
1.6 Análisis referencial: Confiabilidad operativa en SFV mediante aperturas voluntarias e involuntarias	11
1.7 Energía solar fotovoltaica (FV).....	12
1.7.1 Definición y función	12
1.7.2 Efectos Técnicos en la Red Eléctrica	12
1.7.3 Soluciones para la integración de los PSFV segura	13
1.7.4 Degradación del Rendimiento en PSFV Cárdenas 3: Análisis Técnico y Soluciones ...13	
1.7.5 Estrategias para disminuir pérdidas en PSFV. Soluciones técnicas	14
1.7.6 Valor Social del Carbono (VSC): Fundamentos, Aplicación y Contexto Cubano para la Evaluación del PSFV Cárdenas 3	15
1.8 Conexión de PSFV en redes de subtransmisión de 34.5 kV en Cuba: Análisis técnico y de pérdidas.....	18
1.8.1 Tensión de conexión a 13.8 kV y 34.5 kV: Factores Decisivos	16
1.8.2 Pérdidas en la red por integración de los PSFV: Efectos contrapuestos	16
1.8.3 Criterios técnicos para Cuba (Desafíos y Recomendaciones)	16
1.8.4 Relación de los parámetros de calidad y estabilidad dinámica de la red eléctrica y los	

PSFV. Indicadores evaluación.....	17
1.9 Redes de subtransmisión eléctricas	17
1.9.1 Definición y función de las redes de subtransmisión de 34.5 kV.....	17
1.9.2 Características técnicas de las redes de 34.5 kV.....	18
1.9.3 Pérdidas energéticas en redes de subtransmisión.....	18
1.9.4 Estrategias para Minimizar Pérdidas.....	19
1.10 Normativas para operación adecuada del PSFV e integración en redes de 34.5 kV. Criterios técnicos y soluciones	19
1.11 Análisis Referencial: Modelado Computacional, Escenarios de Estudio y Validación de Convergencia.....	20
1.12 Argumentación sobre el Algoritmo Newton-Raphson en PowerFactory	21
1.13 Caso de estudio: efectos de la generación FV con potencia de 21.8 MW inyectada en línea MU700 de subtransmisión de 34.5 kV	23
1.14 Implicaciones Técnicas y Operativas sobre la cargabilidad en redes eléctricas.....	23
1.15 Criterios de cargabilidad de transformadores en subestaciones de transmisión y su contexto cubano.....	24
1.16 Conclusiones parciales del capítulo.....	25
Capítulo 2 Materiales y Métodos	26
2.1 Introducción del capítulo.....	26
2.2 Enfoque metodológico general.....	26
2.3 Fase 1: Caracterización del Sistema de Estudio	28
2.3.1 Caracterización del Parque Solar Fotovoltaico (PSFV) Cárdenas 3.....	28
2.3.2 Análisis de Confiabilidad Operativa: aperturas Voluntarias e Involuntarias.....	31
2.3.3 Dimensionamiento y modelado energético en el software PVsyst.....	32
2.3.4 Descripción y Estimación de los parámetros en tabla Excel	33
2.3.5 Caracterización de la Línea de Subtransmisión de 34.5 kV	34
2.4 Fase 2: Definición de los Indicadores de Evaluación (Parámetros de Eficiencia)	35
2.4.1 Indicadores de Pérdidas Energéticas según (Tabla 3.17)	36
2.4.2 Indicadores de Calidad de Servicio (Perfil de tensión y Máxima caída de tensión).....	37
2.4.3 Indicadores de Utilización de Activos (Cargabilidad).	37
2.5 Fase 3: Modelado y Simulación del Sistema.....	38

2.5.1 Modelado del PSFV para estudios de red en PowerFactory.	38
2.5.2 Modelado de la red de subtransmisión en DIgSILENT PowerFactory.	39
2.5.3 Definición de escenarios de estudio.	40
2.5.4 Ejecución de flujos de carga.	40
2.5.4.1 Selección del algoritmo de flujo de carga.	41
2.6 Fase 4: Análisis de Resultados y Validación de la Metodología.	42
2.6.1 Extracción y procesamiento de los resultados en las simulaciones.	43
2.6.2 Análisis comparativo de los indicadores de eficiencia.	43
2.6.3 Evaluación del Impacto y Validación de la Metodología.	44
2.7 Conclusiones parciales del capítulo.	45
Capítulo 3 Aplicación de la metodología y análisis de resultados del caso de estudio	
PSFV Cárdenas 3	46
3.1 Introducción del capítulo	46
3.2 Fase 1 Aplicada: Caracterización y Modelado del Sistema de Estudio. Caracterización y Modelado Energético del PSFV Cárdenas 3	46
3.2.1 Ubicación, Premisas de Instalación y Descripción Técnica	46
3.2.2 Resultados del Modelado y Simulación en PVsyst. Análisis de los indicadores de desempeño histórico del (2018-2024).	47
3.2.2.1 Análisis de la degradación anual parámetro de rendimiento (PR) según (Tabla 3.4).	51
3.2.2.2 Análisis del indicador de Rendimiento anual (Yield) según (Tabla 3.4)	53
3.2.2.3 Análisis de la Insolación Solar y Energía Generada (EG) según (Tabla 3.4).	53
3.2.2.4 Análisis del comportamiento térmico Ta y Tp en el PSFV según (Tabla 3.4).	54
3.2.3 Resultados del Modelado en PVsyst vs Estimación Excel (Tablas comparativas)	56
3.2.3.1 Análisis de los resultados obtenidos en PVsyst, según (Anexo 37 A y B)	56
3.2.3.2 Análisis de los resultados obtenidos modelación rápida en Excel.	56
3.3 Caracterización de la línea subtransmisión de 34.5 kV y configuración del modelo.	57
3.3.1 Diagrama unifilar de la red en estudio	57
3.3.2 Parámetros técnicos de la línea, transformador y cargas	57
3.3.3 Análisis de confiabilidad operativa: Aperturas voluntarias e involuntarias	57
3.4 Fase 2 Aplicada: Definición de los Indicadores evaluadores	58

3.5 Fase 3 Aplicada: Modelado, Simulación y Validación. Modelado y Simulación del Sistema en DIgSILENT PowerFactory	59
3.5.1 Desarrollo del modelo computacional del PSFV y la Red	59
3.5.2 Definición y Configuración de los Escenarios de Estudio.....	60
3.5.3 Validación de la convergencia de los flujos de carga	60
3.6 Fase 4 Aplicada: Análisis de Resultados y Discusión. Análisis Comparativo de los Indicadores de Eficiencia Energética.	61
3.6.1 Análisis general de Pérdidas de Potencia: Línea y Transformador	61
3.6.2 Análisis del Perfil de Tensión y Estabilidad.....	69
3.6.3 Análisis de cargabilidad en porciento (%): Línea y Transformador	72
3.7 Discusión integral de resultados	75
3.7.1 Evaluación del impacto del PSFV Cárdenas 3 en la eficiencia de la red.....	76
3.7.2 Contrastación de resultados con la hipótesis y el marco teórico.....	77
3.7.3 Limitaciones del estudio y observaciones	78
3.8 Conclusiones parciales del capítulo.....	79
Capítulo 4 Análisis Económico.....	81
4.1 Introducción del capítulo.....	81
4.2 Análisis económico y de eficiencia	81
4.2.1 Metodología de evaluación.....	81
4.2.2 Resultados y discusión.....	82
4.2.3 Cálculo del valor social del carbón (VSC). Aplicación al PSFV Cárdenas 3: Justificación.....	85
4.3 Conclusiones parciales del capítulo.....	86
Conclusiones.....	88
Recomendaciones.....	89
Referencias Bibliográficas	90
Anexos.....	116

Introducción

Las energías renovables están transformando el panorama energético global, con la energía solar fotovoltaica liderando esta revolución. Este crecimiento exponencial se debe a su capacidad para generar electricidad de manera limpia, sostenible y económicamente competitiva, constituyendo un pilar fundamental para mitigar el cambio climático y avanzar hacia un futuro descarbonizado. A nivel mundial, la capacidad renovable experimentó un incremento sin precedentes, impulsada principalmente por la solar y la eólica, tecnologías que ya superan en costos a las alternativas fósiles en numerosos mercados.

En Cuba, este contexto global se traduce en una oportunidad estratégica y una necesidad imperante. El país cuenta con un potencial excepcional de fuentes renovables de energía y significativas reservas de eficiencia energética. Atendiendo a este potencial, se ha definido la “Estrategia Nacional para la Transición Energética”, la cual establece una hoja de ruta ambiciosa estructurada en tres etapas fundamentales: alcanzar un 24% de participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica para 2030, lograr la independencia eléctrica basada en combustibles nacionales y renovables para 2035, y materializar una matriz de generación 100% renovable para 2050.

No obstante, la transición enfrenta retos considerables. A pesar de los avances y las inversiones en proyectos solares, eólicos y bioeléctricos, al cierre de 2023 la participación de las fuentes renovables de energía (FRE) en la generación eléctrica nacional era de apenas un 2.37%, evidenciando la brecha entre las metas y la situación actual. La energía solar fotovoltaica, con programas específicos de instalación, ha logrado desplegar alrededor de 72 plantas generadoras y avanza en la preparación de proyectos de mayor escala. En este escenario, la provincia de Matanzas y particularmente el municipio de Cárdenas se erigen como zonas de activo desarrollo, con parques solares fotovoltaicos (PSFV) en operación y otros en cartera, cuyo desempeño ofrece valiosas lecciones para la expansión nacional.

En la provincia de Matanzas, se pretenden inversiones en parques solares de sistemas FV (PSFV) nombrados como: Jovellanos-2, Hoyo Colorado, Colón, La Conchita, Guanábana todos con potencias instaladas de 21.8 MWp completando una potencia total de 105 MWp, además de continuar con las inversiones previstas en Cárdenas-5 de 5 MWp y el Cárdenas-2 de 2.2 MWp. El municipio de Cárdenas cuenta con dos parques solar FV nombrados: el Cárdenas I con una

potencia instalada de 3.75 MWp y el Cárdenas III con una potencia instalada de 2.2 MWp; para un total de 5.95 MWp, conectados ininterrumpidamente y aportando el flujo de energía FV a la red del sistema eléctrico nacional (SEN), pertenecientes a la Unión Eléctrica del Ministerio de la Industria Básica.

Situación Problemática:

La transición energética global ha impulsado la integración masiva de fuentes de generación renovable no convencional, particularmente la energía solar fotovoltaica (FV) a los sistemas de potencia. Estas instalaciones se conectan con frecuencia a redes de subtransmisión y distribución, que no fueron diseñadas originalmente para manejar flujos bidireccionales de potencia.

La inyección intermitente y variable de energía FV puede alterar significativamente los perfiles de tensión, los flujos de potencia, las pérdidas técnicas y la cargabilidad en las redes y transformadores de potencias asociados en la subestación. En el caso específico de la red de subtransmisión de 34.5 kV donde se encuentra instalado el parque solar Cárdenas 3, existe una incertidumbre técnica sobre su comportamiento operativo posterior a la puesta en servicio del campo solar. No se ha cuantificado de manera precisa si la inyección de energía mejorará la eficiencia energética al reducir las pérdidas técnicas y mejorar el perfil de tensión, o si, por el contrario, introducirá desafíos como sobrevoltajes, subutilización de activos o la necesidad de refuerzos en la infraestructura existente. Esta falta de análisis previo puede llevar a una operación subóptima de la red y dificulta la planificación futura de expansión con más generación distribuida.

Esta situación problemática, justifica la definición del **Problema Científico de la investigación:**

¿De qué manera la inyección de energía del parque solar FV Cárdenas 3 impacta los indicadores de eficiencia energética de la red de subtransmisión de 34.5 kV, y cómo se puede evaluar este impacto de manera integral mediante una metodología de simulación que considere escenarios reales y de estrés?

Atendiendo a todo lo planteado anteriormente se formula la siguiente **hipótesis** de trabajo:

La implementación de una metodología de simulación basada en software especializado (PVsyst y DIgSILENT PowerFactory) permitirá evaluar cuantitativamente que la inyección de energía del PSFV Cárdenas 3 en la red de subtransmisión de 34.5 kV mejora significativamente la eficiencia energética global del sistema bajo condiciones de operación normales, evidenciado por una reducción de las pérdidas técnicas en la línea y el transformador, y una mejora en el perfil de tensión; sin embargo, en condiciones de máxima generación FV y mínima demanda (escenario de

estrés), se podrían identificar puntos con sobrevoltajes y una subutilización de la capacidad de transporte de la línea, lo que delimitaría los beneficios operativos.

Este trabajo tiene como **objetivo general**:

Desarrollar y validar una metodología de simulación para evaluar el impacto en la eficiencia energética de la red de subtransmisión de 34.5 kV ante la inyección de energía del parque solar FV Cárdenas 3.

Objetivos Específicos:

1. Construir, validar e implementar una metodología de diagnóstico que sea capaz como herramienta robusta y replicable evaluar el impacto de la generación FV distribuida.
2. Caracterizar técnica y energéticamente el PSFV Cárdenas 3, determinando su potencial de generación, curvas de producción y parámetros clave (PR, Yield) mediante el software PVsyst y una herramienta de estimación en Excel.
3. Caracterizar el estado base (pre-inyección FV) de la red de subtransmisión de 34.5 kV, incluyendo la modelación de sus componentes principales (líneas, transformadores, cargas).
4. Definir un conjunto de indicadores evaluadores de eficiencia energética (pérdidas técnicas, perfil de tensión, cargabilidad de activos) para realizar el análisis comparativo de escenarios.
5. Modelar y simular en DIgSILENT PowerFactory el comportamiento de la red bajo tres escenarios: operación sin el PSFV, operación con la inyección normal del PSFV a 2.2 MW, y un caso de estrés con máxima inyección (hasta 21.8 MW).
6. Analizar y comparar los resultados de las simulaciones para cuantificar el impacto del PSFV en los indicadores de eficiencia energética definidos, identificando mejoras y potenciales problemáticas.
7. Validar la metodología propuesta mediante el análisis del caso de estudio y elaborar conclusiones y recomendaciones para la operación y planificación de la red.

Tareas de la Investigación:

1. Revisión de literatura y estado del arte: Recopilación y análisis de bibliografía sobre integración FV, eficiencia energética en redes de distribución, subtransmisión, y uso de software especializados de simulación (PVsyst, PowerFactory).

2. Recolección de datos: Obtención de datos técnicos del PSFV Cárdenas 3 (paneles, inversores, y otros elementos) y de la red de 34.5 kV (longitudes, tipos de conductor, impedancias, datos de cargas, transformadores).
3. Modelado del recurso solar y del PSFV: Implementación del modelo en PVsyst utilizando datos de irradiación y temperatura de la zona. Desarrollo de la hoja de cálculo Excel para verificación.
4. Modelado de la red eléctrica: Creación del modelo unifilar de la red de 34.5 kV en DIgSILENT PowerFactory, incluyendo todos los componentes y su parametrización.
5. Configuración de escenarios y ejecución de simulaciones: Ejecución de flujos de carga para los tres escenarios planteados (sin FV, con FV normal, con FV máximo).
6. Extracción y procesamiento de datos: Recopilación de resultados de las simulaciones (pérdidas, voltajes, flujos de potencia) para su posterior análisis.
7. Análisis comparativo de resultados: Evaluación de los indicadores evaluadores de eficiencia para cada escenario, utilizando gráficos, tablas comparativas y mapas de color en el perfil de tensión.
8. Redacción de conclusiones y recomendaciones: Interpretación de los hallazgos, contraste con la hipótesis inicial y elaboración de recomendaciones técnicas para la entidad operadora de la red.
9. Redacción y revisión final de la tesis: Integración de todos los capítulos, elaboración de resúmenes, abstract, y preparación para la sustentación.

Capítulo 1. Fundamentación teórica y análisis bibliográfico.

1.1 Introducción del capítulo.

Este capítulo tiene como objetivo establecer los presupuestos teóricos fundamentales de la investigación desarrollada, basándose en un análisis crítico de las fuentes bibliográficas actualizadas, y consultadas al respecto.

1.2 Análisis referencial del enfoque y la estrategia metodológica.

El diseño metodológico de esta investigación no surge en el vacío, sino que se enmarca dentro de las corrientes epistemológicas y prácticas establecidas para investigaciones de ingeniería aplicada. La estrategia de cuatro fases (caracterización, definición de indicadores evaluadores, modelado y simulación, y análisis) se sustenta en los principios del “enfoque de métodos mixtos” y la “filosofía de modelado y simulación” para sistemas complejos.

En primer lugar, la adopción de un “enfoque metodológico mixto” está plenamente justificada. Autores contemporáneos como (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018) defienden que "en la investigación, los métodos cuantitativos y cualitativos no son paradigmas rivales, sino que pueden ser complementarios" (p. 4). Esta complementariedad es crucial para un estudio como el presente, donde se requiere tanto la “descripción contextual y tecnológica” (enfoque cualitativo) del parque solar y la red, como la “cuantificación precisa y modelación matemática” (enfoque cuantitativo) de sus parámetros eléctricos. Esta postura es respaldada por (Creswell y Plano Clark, 2017), quienes argumentan que los diseños mixtos permiten una comprensión más completa de los problemas de investigación, que los enfoques puros por sí solos.

La investigación se configura como “aplicada y de tipo transversal”. Es aplicada porque su objetivo primordial es generar conocimiento para resolver un problema práctico específico (Sánchez & Reyes, 2015). Es transversal porque "los datos se recogen en un solo momento, en un tiempo único" (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018, p. 150), que en este caso corresponde a la simulación de escenarios operativos específicos de la red.

La estrategia de “modelado y simulación por computadora” constituye el núcleo de la metodología. Este enfoque es un estándar en la ingeniería de sistemas de potencia. (Gönen, 2014) afirma que "la simulación por computadora se ha convertido en una herramienta indispensable para el análisis de sistemas de potencia permitiendo el estudio de su comportamiento bajo diversas

condiciones de operación" (p. 15). La simulación con herramientas especializadas como PVsyst y DIgSILENT PowerFactory permiten realizar experimentos virtuales que serían costosos, riesgosos o incluso imposibles de realizar en el sistema real, una ventaja destacada por (Law, 2015).

La "estructura en fases secuenciales" propuesta encuentra respaldo en la lógica de proyectos de ingeniería. La fase inicial de "caracterización" es enfatizada por autores como (Masters, 2013), quien señala que "la precisión de cualquier modelo de simulación está directamente ligada a la calidad y exactitud de los datos de entrada" (p. 157). La fase de "definición de indicadores evaluadores" se alinea con la necesidad de operacionalizar las variables de estudio, traduciendo conceptos abstractos como "eficiencia energética" en métricas medibles (Saadat, 2010). Finalmente, el "análisis comparativo de escenarios" es una técnica fundamental en planificación de sistemas eléctricos. (Grigg et al., 1999) la definen como un procedimiento que "permite a los planificadores evaluar los beneficios y compensaciones de diferentes alternativas bajo un conjunto común de suposiciones" (p. 31).

Por lo tanto, la estrategia metodológica aquí diseñada se presenta como un marco robusto, coherente y respaldado por la literatura, capaz de guiar de manera sistemática la obtención de respuestas válidas y confiables para el problema de investigación planteado.

1.3 Breve descripción histórica de la transición energética y situación energética en el mundo y Cuba.

En la era Pre-Industrial y la Primera Transición: De la Biomasa al Carbón. Durante milenios, las sociedades humanas dependieron casi exclusivamente de la energía de flujo (viento, agua) y la biomasa (leña, tracción animal). La Revolución Industrial (siglo XVIII-XIX) marcó la primera gran transición energética, pivotando hacia los combustibles fósiles, específicamente el carbón. Este recurso, más denso energéticamente y abundante, impulsó las máquinas de vapor, la industria pesada y el transporte ferroviario. Reino Unido se erigió como el líder indiscutible, siendo pionero en su explotación masiva. Como señala (Fouquet, 2016), "la transición al carbón no fue solo tecnológica, sino profundamente económica y social, redefiniendo la relación entre capital, trabajo y recursos naturales" (p. 45). Esta transición consolidó el dominio europeo y sentó las bases del mundo industrializado.

La Segunda Transición: La Era del Petróleo y el Gas (Siglo XX). El siglo XX presenció el ascenso meteórico del petróleo y, posteriormente, del gas natural, desbancando gradualmente al carbón en

muchos usos, especialmente el transporte y la generación eléctrica más limpia. Factores clave incluyeron, en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al epígrafe 1.3 del capítulo 1, se continua con la información histórica de la transición energética en el mundo hasta la actualidad.

La situación energética de Cuba es única, moldeada por su historia política, la dependencia externa y el bloqueo económico estadounidense.

En el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET en el epígrafe 1.3 del capítulo 1 se mencionan y describen un grupo de elementos que tratan la situación energética en Cuba estos son: Dependencia Histórica y la Era Soviética, El "Período Especial" (década de 1990), Revolución Energética (2006), Diversificación de Proveedores, La Situación actual y la Estrategia de transición.

Como concluyen (López, Planas y García, 2021) concluyen que, "La transición energética cubana es un imperativo de supervivencia económica y ambiental, pero su éxito depende críticamente de superar las barreras financieras externas, modernizar su infraestructura interna y consolidar un marco de inversión atractivo y estable" (p. 78). Estos autores demuestran mediante análisis cuantitativo que la transición energética cubana enfrenta desafíos únicos de financiamiento e infraestructura que requieren soluciones adaptadas al contexto nacional.

1.4 Políticas implementadas por Cuba sobre las FRE.

Según, la documentación (Cuba, 2023) reafirma que en Cuba se cuenta con un enorme potencial de fuentes renovables de energía y grandes reservas de eficiencia energética que debemos aprovechar con prioridad para disponer, de forma sostenible y al menor costo posible, de toda la energía que demanda el desarrollo económico y social del país, y que para alcanzar este objetivo se cuenta con la 'Estrategia Nacional para la Transición Energética de Cuba'. Donde se describe todo el proceso de la transición energética en tres etapas fundamentalmente:

1. etapa 1 cumplir en el 2030 con las metas programadas por el país de alcanzar el 24% de participación de las fuentes renovables de energía en la matriz de generación eléctrica.
2. etapa 2 alcanzar en el 2035 la independencia eléctrica (combustible nacional más fuentes renovables).
3. etapa 3 materializar en 2050, la visión del 100% de generación con fuentes renovables. Y que mantiene como objetivo general, lograr con la participación de toda la sociedad, una rápida transición energética que garantice, al menor costo posible y con un positivo impacto ambiental,

la suficiencia, soberanía y seguridad del suministro de energía que se requiere para el desarrollo sostenible del país.

Esta política está basada en el cambio de la matriz energética cubana. Aunque actualmente el 95% de la matriz energética del país se compone de combustibles fósiles.

1.4.1 Comportamiento de las FRE en Cuba.

Cuba y las FRE, sus avances están relacionados con inversiones significativas en proyectos de energía solar, eólica y bioeléctricos, que consiste en alcanzar: 612 MW (15%) en biomasa, 807 MW (9%) en eólica, 2104 MW (12%) en FV y en hidráulica 56 MW (1%) para un total de 3579 MW representando un 37 % de la generación del país. Al cierre del año 2023 Cuba presentaba una baja utilización de las tecnologías asociadas a las FRE, comportándose en: 0.55 MW en biomasa, 11.47 MW en eólica, 66.14 MW en hidráulica, 252.97 MW en FV de ellos 163.87 MW perteneciente a la UNE y 89.10 MW de inversión extranjera, para un total de 331.14 MW representando un 2.37% de la generación del país, según información del departamento del FRE esto se puede evidenciar en el (Anexo 50) referido al informe técnico a la OBET del capítulo 1 en el subepígrafe 1.4.1 la (Fig. 1.1) las potencias instaladas en Cuba en PSFV.

1.4.2 Programas y esquemas tecnológicos instalados en Cuba en los SFV.

Según (Unión Eléctrica de Cuba, 2003; y Roca et al., 2023c) confirman sobre los esquemas tecnológicos y sus variedades construidos en nuestro país en los últimos años y que se emplean diferentes equipos, tienen diferente arquitectura y tienen diferente capacidad de generación. Se comenzaron con los programas de instalación en Sistemas Fotovoltaicos (SFV) nombrados como: programa de los 10 MW a partir del año 2013 se construyeron 7 parques, cuya potencia pico total instalada se mueve entre 0.81 y 2.5 MWp, a partir del año 2014 comenzó el programa de 15 MW se construyeron 20 parques de SFV conectados a la red con potencias picos total instaladas de 0.52 y 3.6 MWp, posterior vino el programa Moscom o 9 MW con potencias picos total instaladas de 4 o 5 MWp, posterior apareció el programas de 100 MW estaba compuesto principalmente por 3 potencias unitarias 1.1, 2.2 y 4.4 MWp, posterior aparece el proyecto IRENA con potencias instaladas de 15 MWp.

En Cuba existen ya, alrededor de 72 plantas generadores FV hasta cierre del año 2023 con potencias pico de 238 MWp y más 12 MWp instalados en viviendas aisladas residenciales. Se

pretende instalar según programas en sistemas FV 3410 MWp en todo el país, ya en preparación con 57 áreas en parques de 20 MW.

1.4.2.1 Avances en el desarrollo FV en la provincia de Matanzas y en el SEN.

En la provincia de Matanzas, se pretenden inversiones a partir del año 2024 en parques solares de sistemas FV para servir de apoyo al SEN en la mejora de su demanda, estos proyectos se nombran como: Jovellanos-2, Hoyo Colorado, Colón, La Conchita, Guanábana todos con una potencia instalada de 21.8 MWp completándose una potencia total instalada de 109 MWp, además de continuar con las inversiones previstas en el territorio de Cárdenas nombradas como: Cárdenas-5 de 5 MW y el Cárdenas-2 de 2.2 MW para una potencia instalada total de 7.2 MWp.

El municipio de Cárdenas cuenta con 2 parques solar FV nombrados: el Cárdenas I con una potencia instalada de 3.75 MWp y el Cárdenas III con una potencia instalada de 2.2 MWp; para un total de 5.95 MWp, conectados ininterrumpidamente y aportando el flujo de la energía solar captada hacia la red del sistema eléctrico nacional (SEN), pertenecientes a la Unión Eléctrica del Ministerio de la Industria Básica. Se prevé en la Provincia tener instalado en SFV una potencia total de 122.15 MWp.

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al epígrafe 1.3 del capítulo 1, continua la información de este epígrafe, ofreciendo elementos actuales.

1.4.3 Tipos de sistemas FV de conexión a red instalados (SFV-CR).

- SFV-CR con microinversores.
- SFV-CR con inversores string.
- SFV-CR con inversores centrales.

El sistema FV de conexión a red más empleado en Cuba es la tercera variante con inversores centrales. Este es el esquema utilizado en el parque solar FV de Cárdenas 3, esta configuración se le hace una caracterización según la referencia bibliográfica (Batzelis & Pal, 2020, p. 15) comenta sobre los costos por Watt son extremadamente bajos en plantas muy grandes mayor de 1 MW, ofrecen el menor costo por vatio instalado debido a economías de escala y alta potencia unitaria. (SMA, 2023; Sungrow, 2024) comentan sobre la eficiencia a carga completa alcanza eficiencias nominales muy altas mayor del 99% cuando operan cerca de su potencia máxima. La gestión centralizada simplifica la monitorización y el mantenimiento al tener pocos puntos de control

centralizados según (Vivar, 2021, p. 55). En las pérdidas por desajuste son muy sensibles a desajustes entre string y módulos, así como a sombreados parciales, sufriendo mayores pérdidas relativas que otros sistemas según (Mansouri et al., 2021). También en su infraestructura de DC es compleja porque requieren una extensa red de cableado de DC de alta tensión, cajas de combinación, cuadros de distribución DC y protecciones sofisticadas, incrementando complejidad y riesgos según (NEC 2020; IEC 62548), este esquema permite una mayor robustez diseñados para entornos industriales, suelen tener una larga vida útil y alta fiabilidad en condiciones controladas según (Petrone et al., 2023).

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al epígrafe 1.4.3 del capítulo 1, se continúa abordando la información de este epígrafe referida a los inversores de conexión a red, también documenta sobre los beneficios que aporta el emplazamiento FV, de las variantes o esquemas de los sistemas FV.

1.5 Introducción al problema del fin de vida de las tecnologías FV: contexto global y el caso de Cuba.

1. Introducción al contexto global:

La energía FV se ha consolidado como un pilar fundamental de la transición energética global hacia fuentes renovables. Su adopción masiva, impulsada por la caída de costos y las políticas climáticas, ha generado un parque instalado que supera el teravatio a nivel mundial (IEA, 2023). Sin embargo, este éxito lleva implícito un desafío pendiente (IRENA & IEA-PVPS, 2016; Xu et al., 2018) IRENA establece proyecciones globales de residuos FV, mientras que Xu et al. analizan las tecnologías de reciclaje disponibles, demostrando la urgencia de planes de gestión circular. De solución: la gestión del fin de vida útil (FVU) de los paneles, cuya vida operativa se estima entre 25 y 30 años. Como advirtió tempranamente uno de los informes fundacionales en el tema, "la anticipación es crucial; sin una planificación adecuada, los desechos de módulos FV podrían convertirse en un lastre ambiental" (Fthenakis, 2000, p. 106). Esta advertencia, hecha hace más de dos décadas, adquiere hoy una urgencia palpable, pues se estima que los desechos FV alcanzarán millones de toneladas métricas anuales a mediados de siglo.

En el (Anexo 50) referido al informe técnico a la OBET del capítulo 1 en el epígrafe 1.5, se puede continuar informando del contexto.

1.6 Análisis referencial: Confiabilidad operativa en SFV mediante aperturas voluntarias e involuntarias.

La evaluación de la confiabilidad operativa es un componente crítico para la integración efectiva de parques solares a gran escala en los sistemas de potencia. Este análisis se sustenta en el estudio sistemático de las aperturas o desconexiones, las cuales se clasifican técnicamente en voluntarias (planificadas) e involuntarias (no planificadas o fallas).

La distinción fundamental entre ambos tipos de aperturas radica en su predictibilidad e impacto en la operación del sistema. Como establece la norma técnica IEEE 1366, los índices de confiabilidad están primordialmente determinados por la frecuencia y duración de las interrupciones no planificadas, ya que estas introducen incertidumbre y estrés inmediato en el despacho de energía (IEEE, 2012). Por su parte, (Brown, 2009) enfatiza que un indicador clave de la madurez en la gestión de un activo de generación es una proporción donde las aperturas planificadas (para mantenimiento) superen significativamente a las no planificadas, ya que esto refleja un control proactivo sobre la disponibilidad del equipo.

En el contexto específico de los FV, la caracterización de las causas de las aperturas involuntarias es esencial. Autores como (Ghodela, Kaur y Kumbhar, 2021) identifican que los inversores son típicamente el componente más propenso a fallas (Pingel et al., 2020; Grainger et al., 2022) evidencian que en un PSFV Pingel identifica fallas de inversores como causa del 30% de subrendimiento, mientras Grainger analiza modos específicos de fallo en IGBTs, validando estadísticamente esta vulnerabilidad. Representando una porción significativa de la indisponibilidad no planificada debido a su complejidad electrónica y exposición a estrés térmico y eléctrico. Esta afirmación es respaldada por las tendencias de la industria reportadas por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), que en sus informes de "Reliability Data & Analysis" señala a los inversores como el principal contribuyente a las tasas de falla en sistemas FV (Jordan et al., 2020).

Desde la perspectiva de la estabilidad del sistema eléctrico, (Kundur, 1994) argumenta que la pérdida súbita e inesperada de un recurso de generación, representada por una apertura involuntaria, es uno de los eventos contingentes más severos que debe ser capaz de soportar la red. Cada evento de este tipo representa una perturbación que el sistema debe compensar instantáneamente con reservas giratorias o de arranque rápido, poniendo a prueba la estabilidad de frecuencia y tensión de la red de subtransmisión y transmisión.

Finalmente, la gestión óptima de las aperturas voluntarias es un elemento de planeación. (Shahidehpour, Yamin y Fu, 2019) destacan que la programación coordinada del mantenimiento con el operador del sistema permite minimizar el impacto de estas indisponibilidades planificadas, asegurando que la red tenga suficientes recursos alternativos para mantener la seguridad del suministro durante estos periodos.

En consecuencia, el análisis estadístico de las aperturas no se limita a un simple recuento de eventos, sino que constituye una herramienta de diagnóstico poderosa para evaluar la robustez del activo, la eficacia de sus estrategias de mantenimiento y el riesgo real que representa su operación para la confiabilidad del sistema eléctrico interconectado. Se puede visualizar en los (Anexos 25, 26 y 35) trata sobre las cantidades en averías en el PSFV Cárdenas 3 desde el año 2018 hasta el 2024 y los elementos más fallados contra los porcentajes que inciden en las averías, también en el capítulo 3 epígrafe 3.3.3 se puede visualizar el análisis numérico detallado sobre las aperturas ver (Tablas 3.14 y 3.15) y (Fig.3.11).

1.7 Energía solar fotovoltaica (FV).

1.7.1 Definición y función.

Un Parque Solar FV es una instalación de generación eléctrica a gran escala que convierte radiación solar directa en energía eléctrica mediante módulos FV. Su función principal es inyectar energía renovable directamente a la red eléctrica de media o alta tensión, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética y reduciendo emisiones de CO₂ (Batzelis & Pal, 2020, p. 7; IEA-PVPS, 2023, p. 15).

1.7.2 Efectos Técnicos en la Red Eléctrica.

La integración del PSFV introduce desafíos que exigen mitigación (CIGRÉ, 2020; IEEE PES, 2020) documentan que estas organizaciones técnicas de élite sistematizan los efectos de alta penetración FV, estableciendo que la inestabilidad de voltaje y frecuencia son los riesgos primarios que requieren control activo. En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al epígrafe 1.7.2 del capítulo 1, se muestra una tabla donde refleja varios de los efectos que pueden aparecer en las redes, las causas técnicas y también algunas de sus posibles soluciones.

1.7.3 Soluciones para la integración de los PSFV segura:

- Normativa: Cumplimiento estricto de IEEE 1547-2018 para interconexión, asegurando estabilidad y calidad de energía (IEEE Std 1547-2018).
- Estudios Previos: Análisis de flujos de potencia, cortocircuito y armónicos para dimensionar correctamente protecciones y compensadores (SU-Eléctrica, 2020; Montero, 2021).
- Tecnología Híbrida: Acoplamiento con sistemas de almacenamiento (BESS) para gestionar intermitencia y proveer servicios auxiliares (Mansouri et al., 2021, p. 6856).

Los PSFV modernos deben operar como activos de red inteligente, no solo como generadores pasivos. Su capacidad para proporcionar servicios auxiliares (regulación de tensión/frecuencia, soporte de inercia) es crucial para la estabilidad de redes con alta penetración renovable (NERC, 2019; IEA-PVPS, 2023).

1.7.4 Degradación del Rendimiento en PSFV Cárdenas 3: Análisis Técnico y Soluciones.

En el contenido técnico descrito en el capítulo 2 epígrafe 2.3.3 con nombre ‘‘descripción de los parámetros de diagnósticos del PSFV’’, se muestran los parámetros principales a medir en el parque solar y describen como se obtuvieron. En este capítulo se justifican teóricamente como: Fenómeno Observado, Causas Técnicas de la Degradación (Jordan et al., 2021; Köntges et al., 2019) determinan que Jordan desarrolla metodologías robustas para medir degradación, reportando tasas promedio del 0.5-0.8%/año, mientras Köntges cuestiona valores de PR >90% como poco realistas en operación real, Degradación Acelerada de Módulos, Suciedad y Sombreado, Fallas en Inversores o String, entre otros elementos mencionados que se pueden obtener en el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET en el subepígrafe del capítulo 1.

Calidad de la insolación solar en Cuba.

Es representativo los valores anuales acumulados son un factor que influye decisivamente en el costo de la inversión que en correspondencia del lugar y la época fluctúan entre los 750 kWh/m² año y 2600 kWh/m² año para la mayoría de los casos. En Cuba este valor oscila alrededor de los 1900 kWh/m², y en el parque solar FV Cárdenas 3 se registran valores por encima de los 2000 kWh/m² al año.

Como se argumentó anteriormente, estos valores altos de insolación solar registrados confirman la baja influencia de factores externos al PSFV como: efectos de la estacionalidad de la radiación solar, impactos de las condiciones meteorológicas y efectos del sombreado al emplazamiento solar.

También de una adecuada orientación e inclinación óptima en el prediseño. Se evidencia en las referencias (Hernández, P. M., 2021; Galán O. Vigil, 2003; Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz, 2023b; Diaz Santos. et al, 2023; Bériz y Álvarez, 2004; Stolik Novygrad, D, 2019; Duffie y Beckman, 2013; Díaz Santos, Castro Fernández, Santos Fuentefria, et Vilaragut Llanes, 2018). En la (Tabla. 3.4) del epígrafe 3.2.2 del capítulo 3, se muestra el comportamiento de la insolación en el dimensionado en el software PVsyst, en la base de datos tabla Excel, y también se muestran los registros reales del parque en periodos entre 2019 y 2024.

El campo solar FV Cárdenas 3, tiene definido su ángulo de inclinación de 15° hacia el norte. Está basado en varios factores, entre ellos: la radiación solar incidente en el lugar donde va situada la instalación, el cielo solar, donde influye la sombra de objetos que no pueden ser eliminados, como edificios, montañas, entre otros, así como el coeficiente de albedo referente a los niveles de reflexión del lugar donde se ubica el sistema. Se tienen en cuenta, además, las características de la instalación: si es única o híbrida, autónoma o acoplada a la red y el objetivo de la instalación, lo que define el régimen de uso y el consumo. El efecto de la selección de un ángulo de inclinación óptimo es equivalente a una modificación del ángulo de incidencia de la radiación solar para lograr la máxima captación. Resultado ya presentado anteriormente por otros autores (Duffie y Beckman, 1996; Bériz y Álvarez, 2004).

1.7.5 Estrategias para disminuir pérdidas en PSFV. Soluciones técnicas.

Las pérdidas en PSFV reducen su rentabilidad y eficiencia energética. La literatura técnica identifica estrategias clave para mitigarlas, respaldadas por estudios recientes y clásicos: Pérdidas Ópticas y por Suciedad (Soiling) (Ilse et al., 2021; Micheli et al., 2020) proponen que Ilse cuantifica pérdidas por suciedad entre 1-30% según ubicación, y Micheli desarrolla modelos predictivos para optimizar limpieza, demostrando que mantenimiento adaptativo reduce pérdidas en 15-25%, Pérdidas por Desajuste Eléctrico (Mismatch), Pérdidas en Conversión DC/AC, Pérdidas por Dispersión Térmica, Pérdidas en Cableado y Conexiones, Pérdidas por Ausencia de Seguimiento Solar y Estrategias Operativas Avanzadas. La descripción de estas estrategias se puede obtener en el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET en el subepígrafe 1.7.5 del capítulo 1.

La reducción de pérdidas en PSFV exige un enfoque holístico en: Prevención: diseño optimizado (topología, seguimiento, cableado), Tecnología: optimizadores, inversores de alta eficiencia y enfriamiento activo, Operación: monitorización predictiva y mantenimiento proactivo. La sinergia

entre innovación tecnológica y gestión inteligente puede reducir pérdidas totales menores del 8% (respecto a 15% y 20% en instalaciones no optimizadas) (IEA-PVPS, 2023; Fraunhofer ISE, 2022).

1.7.6 Valor Social del Carbono (VSC): Fundamentos, Aplicación y Contexto Cubano para la Evaluación del PSFV Cárdenas 3.

En el capítulo 4 se describe un análisis métrico del VSC vinculado al PSFV Cárdenas3. Se puede observar en los (Anexos 43, 44, 45, 46, 47 y 48) donde se visualiza información a nivel global y nacional del tema de VSC. También en el capítulo 4 en la (Tabla 4.1) se muestran los análisis económicos sobre los ahorros de combustibles fósiles en PSFV Cárdenas 3 (período 2018-2024, 6.5 años), en la (Tabla 4.2) se muestra el análisis sobre la eficiencia técnica en el PSFV Cárdenas 3 (simulación PVsyst) y en la (Tabla 4.3) se muestra el análisis comparativo de beneficios ambientales del Cárdenas 3. En el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET en el subepígrafe 1.7.6 del capítulo 1 se describe metodología de cálculo del proceso estudiado.

1.8 Conexión de PSFV en redes de subtransmisión de 34.5 kV en Cuba: Análisis técnico y de pérdidas.

En Cuba, la integración de PSFV en las redes de distribución primaria con tensión a 13.8 kV o en las redes de subtransmisión con tensión a 34.5 kV, es estratégica para reducir pérdidas y mejorar la estabilidad en redes radiales con alta impedancia. La conexión de PSFV a tensiones más altas (34.5 kV vs. 13.8 kV) es preferible técnicamente en instalaciones mayores de 1 MW (Katiraei et al., 2007; Prakash y Khatod, 2016) establecen que Katiraei identifica límites de capacidad en redes de distribución, mientras Prakash y Khatod optimizan ubicación para minimizar pérdidas, concluyendo que conexión a mayor tensión reduce pérdidas técnicas en 20-40%, especialmente cuando la distancia al punto de conexión (PCC) supera los 2 km según justifica la referencia de (Montero, 2021; IEEE, 2018). En el caso de estudio del PSFV Cárdenas 3 en su caracterización con: potencias pico de 2.2 MWp conectado a una línea aérea de subtransmisión de 34.5 kV, y a una distancia de 4 km del transformador 110/34.5 kV confirma técnicamente lo expuesto por las referencias, y esta variante ilustra desafíos claves en la integración de generación distribuida (GD) en las redes eléctricas cubanas.

1.8.1 Tensión de conexión a 13.8 kV y 34.5 kV: Factores Decisivos.

En el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET en el subepígrafe 1.8.1 del capítulo 1 se describe bien detallado estos factores decisivos: La capacidad de la red y las pérdidas, La Capacidad de Absorción, Estabilidad de Tensión, Limitación en 13.8 kV.

1.8.2 Pérdidas en la red por integración de los PSFV: Efectos contrapuestos.

La bibliografía destaca que el impacto de los PSFV en las pérdidas totales de la red depende críticamente de su ubicación, tamaño y perfil de generación vs. carga local: En el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET en el subepígrafe 1.8.2 del capítulo 1, se aborde sobre cada uno de los efectos siguientes: Reducción de pérdidas aguas abajo, Aumento potencial de pérdidas aguas arriba, Impacto Neto, Pérdidas No Técnicas (Comerciales).

Para PSFV mayores de 2 MW en Cuba, la conexión a tensiones de 34.5 kV es técnica y económicamente viable, pues reduce costos operativos y evita refuerzos de red según (Pérez & González, 2023, p. 15).

1.8.3 Criterios técnicos para Cuba (Desafíos y Recomendaciones).

- **Calidad de la Red Existente:** La integración exitosa del PSFV en redes cubanas de 13.8 kV y 34.5 kV requiere evaluar la capacidad térmica de líneas y transformadores, los niveles de cortocircuito existentes, la regulación de tensión (tap de transformadores, bancos de capacitores) y las protecciones (coordinación con inversores FV) (Montero, 2021, p. 85; Rebolledo et al., 2022, p. 38; IEEE Std 1547-2018). La antigüedad y estado de algunas redes cubanas es una limitante crítica.
- **Estabilidad y Regulación:** Los PSFV conectados a redes débiles (alta impedancia, como líneas rurales largas) pueden causar fluctuaciones de tensión y problemas de estabilidad transitoria. El uso de inversores con capacidades avanzadas de control de potencia reactiva (Q-V, Q-P) y el cumplimiento estricto de códigos como la IEEE 1547-2018 son esenciales (IEEE Std 1547-2018, Cláusula 6; Batzelis & Pal, 2020, p. 21).
- **Ubicación Óptima:** Para minimizar pérdidas y maximizar beneficios, los PSFV medianos/grandes mayores de 1 MW deben conectarse preferentemente a redes de 34.5 kV, cerca de cargas significativas o subestaciones, evitando puntos finales de alimentadores radiales

largos (Cubas et al., 2018, p. 115; Navarro et al., 2019, p. 80). La ubicación de Cárdenas 3 (a 4 km de la SE) es generalmente favorable frente a conexiones en extremos del alimentador.

- Estudios de Impacto: Es mandatorio realizar estudios de flujo de potencia (PF), cortocircuito (SC), estabilidad transitoria y armónicos antes de conectar un PSFV, especialmente en redes congestionadas o con alta penetración previa de GD (NC ISO 50001, 2018; Montero, 2021, p. 90; IEEE Std 1547.1-2020).

1.8.4 Relación de los parámetros de calidad y estabilidad dinámica de la red eléctrica y los PSFV. Indicadores evaluación.

Según el epígrafe 2.4 Fase 2 del capítulo 2 y a la (Tabla 3.16) mostrada en el capítulo 3 donde describen los indicadores principales para diagnosticar la línea de subtransmisión ante el aporte de la generación FV, se realiza una argumentación técnica sobre estos parámetros. Además se puede visualizar las tablas resumen (Tabla 3.17 y 3.18). Además en el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET en el subepígrafe 1.8.4 del capítulo 1, se puede abordar sobre el tema del epígrafe donde relaciona: Calidad de la energía eléctrica, Estabilidad dinámica, Descripción de los parámetros eléctricos, Relación entre estabilidad dinámica y el PSFV conectado a red, Métodos para controlar o prevenir inestabilidad dinámica.

1.9 Redes de subtransmisión eléctricas.

1.9.1 Definición y función de las redes de subtransmisión de 34.5 kV.

Una red de subtransmisión de 34.5 kV es un nivel intermedio en el sistema de potencia que interconecta subestaciones de transmisión con tensión 110 kV o más con subestaciones de distribución primaria a tensiones de 13.8 kV o 24.9 kV.

Su función está basada en transportar grandes bloques de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión alta tensión hacia centros de carga o subestaciones distribuidoras, con menor tensión, pero mayor capacidad que las redes de distribución primaria (Cubas & Farinas, 2019, p. 87; Gönen, 2014, p. 312).

Funciones específicas incluyen:

- Alimentación de grandes cargas: Suministrar directamente a industrias, hospitales o parques solares FV PSFV mayores de 1 MW.

- Refuerzo de la red: Proporcionar redundancia y soporte a redes de distribución primaria mediante interconexiones estratégicas.
- Reducción de pérdidas: Transportar energía a distancias medias (5-50 km) con menores pérdidas con niveles de tensión inferiores (Kern et al., 2020).

1.9.2 Características técnicas de las redes de 34.5 kV.

- Estas líneas operan a nivel de tensión de 34.5 kV entre fase-fase y 19.1 kV entre fase-neutro), clasificándose como Media Tensión Alta (MTA) según normas internacionales (IEC 60038:2009; NC 1020:2014).
- Topología: Predominan configuraciones semicerradas (anillo abierto) o malladas, buscando confiabilidad sin excesiva complejidad (Rebolledo et al., 2022; Grainger & Stevenson, 2014, p. 154).
- Longitudes Típicas: Líneas de 10 a 40 km, con tendido aéreo (predominante en Cuba) o subterráneo (este último con costos 4-10 veces superiores) (SU-Eléctrica, 2020; Gönen, 2014, p. 320).
- Capacidad de Transporte: Línea aérea simple circuito: 15-30 MVA (dependiendo de conductor y temperatura ambiente). Línea subterránea: 20-50 MVA (Montero, 2021; IEEE Std 738-2012).
- Relación X/R: Alta (típicamente >2), lo que implica que la regulación de tensión depende más de la potencia reactiva (Q) que de la activa (P) según (Batzelis & Pal, 2020; Navarro et al., 2021).
- Niveles de Cortocircuito: Valores típicos de 10-20 kA en barras de 34.5 kV, determinantes para coordinar protecciones y seleccionar equipos (IEEE Std 551-2006; SU-Eléctrica, 2020).

1.9.3 Pérdidas energéticas en redes de subtransmisión.

Las pérdidas eléctricas en redes de subtransmisión se expresan como porcentaje de la energía transportada, caracterización:

- Rango técnico óptimo: Las pérdidas técnicas en redes de subtransmisión a tensiones de 34.5 kV bien planificadas y operadas no deben exceder del 1.5% al 3% (IEC, IEEE, CIGRE, Kern et al., 2020) establecen que Kern demuestra mediante optimización matemática que redes bien planificadas mantienen pérdidas bajo 3%, siendo la compensación reactiva y las estrategias más efectivas de la energía inyectada según (Navarro et al., 2021, p. 28).

○ Factores que incrementan las pérdidas:

- Sobrecarga de líneas: Pérdidas por efecto Joule crecen con el cuadrado de la corriente ($P_{\text{pérd}} = I^2 * R$).
- Bajo factor de potencia: Flujos elevados de reactiva aumentan corrientes y pérdidas.
- Infraestructura antigua: Conductores de pequeña sección o conexiones deficientes.
- Desbalance de fases: Aumenta pérdidas en neutro y transformadores (SU-Eléctrica, 2020b; IEEE Std 738-2012).

Estudios de pérdidas promedio indican valores de 2.8% al 4.5% en las redes cubanas de 34.5 kV, esto se les atribuye según la (UNE y MINEM):

- Distancias largas entre subestaciones (>30 km en zonas rurales), baja densidad de carga, equipos obsoletos y limitada compensación de reactivos (Navarro et al., 2021, p. 31; Rebolledo et al., 2022, p. 42).

1.9.4 Estrategias para Minimizar Pérdidas.

- Compensación de reactivos: Instalación de bancos de capacitores en puntos estratégicos para reducir flujos de corriente reactiva (Gönen, 2014; SU-Eléctrica,
- Reconductoring: Reemplazo de conductores por otros de mayor sección y menor resistencia (ej. AAAC vs ACSR) (IEEE Std 738-2012).
- Gestión de carga: Balanceo de fases y redistribución de cargas entre alimentadores (Montero, 2021).
- Automatización: Uso de dispositivos de medición en tiempo real (SCADA) para optimizar topología y operación (Katiraei et al., 2019).

1.10 Normativas para operación adecuada del PSFV e integración en redes de 34.5 kV. Criterios técnicos y soluciones.

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al epígrafe 1.10 del capítulo 1, se describe este epígrafe y mencionan un grupo de normativas (IEEE, 2018) específicas. Esta norma revoluciona los requisitos de interconexión al exigir capacidades de soporte de red (ride-through, regulación voltaje/frecuencia), transformando los FV de generadores pasivos a activos de red.

Las soluciones técnicas integradas están relacionadas con:

1. Diseño Predictivo: Simulación DIGSILENT PowerFactory para optimizar ubicación de bancos de capacitores y evitar sobretensiones (Rebolledo et al., 2022c).
2. Monitoreo Inteligente: Sistemas SCADA con PMUs (Unidades de Medición Fasorial) detectan anomalías de tensión en < 20 ms (IEEE 1547.1-2020).
3. Transformadores de Alta Eficiencia: Selección según clase de pérdidas (IEC 60076-20:2018) según (Navarro et al., 2021).

La sinergia normativa reduce pérdidas totales del sistema (PSFV más red) en un 18-22% (Batzelis & Pal, 2020; SU-Eléctrica, 2020).

1.11 Análisis Referencial: Modelado Computacional, Escenarios de Estudio y Validación de Convergencia.

El modelado computacional y la simulación numérica se han consolidado como herramientas fundamentales para el análisis de sistemas de potencia modernos. La complejidad de estos sistemas, acentuada por la integración de recursos energéticos distribuidos como los parques FV, hace inviable su estudio mediante métodos analíticos tradicionales. Como afirma seminalmente (Grainger y Stevenson, 1994), "el análisis por computadora se ha vuelto indispensable para la planificación y operación de sistemas de potencia, permitiendo modelar comportamientos que de otra forma serían prohibitivamente complejos" (p. 15).

Para estudios de estado estacionario, como el flujo de carga, el algoritmo Newton-Raphson es ampliamente reconocido como el método estándar. (Saadat, 2010) lo describe como "el más robusto y confiable para la solución de flujos de carga, gracias a su convergencia cuadrática y su capacidad para manejar sistemas con alta relación R/X" (p. 145), una característica típica de las redes de subtransmisión. Esta robustez es crucial cuando se analizan escenarios de estrés con alta penetración de generación distribuida, donde otros métodos pueden fallar en converger. La implementación de este algoritmo en software especializado como DIGSILENT PowerFactory está respaldada por su manual de usuario, que lo establece como el método por defecto para "análisis de redes de distribución y subtransmisión debido a su precisión y confiabilidad" (DIGSILENT, 2021, p. 234).

La estrategia de definición de escenarios de estudio es una práctica esencial en la planificación de sistemas de potencia. (Conejo y Baringo, 2018) sostienen que "la comparación sistemática de

escenarios permite evaluar el desempeño del sistema bajo diferentes condiciones operativas y de expansión, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones" (p. 45). En el contexto de integración FV, se recomienda contrastar un escenario base (sin generación FV) con escenarios de penetración creciente, incluyendo un escenario límite que permita identificar los umbrales técnicos del sistema, como sobrevoltajes o sobrecargas (Cagnano, De Tuglie & Vergura, 2020).

Finalmente, la verificación de la convergencia del algoritmo no es un mero formalismo, sino un requisito de validez científica. (Zimmerman, Murillo-Sánchez y Thomas, 2011) enfatizan que "una solución de flujo de carga solo es físicamente significativa si el algoritmo numérico converge a una solución que satisface las ecuaciones del sistema dentro de tolerancias predefinidas" (p. 15). Una solución no convergente puede indicar condiciones operativas inviables o inestabilidades subyacentes, mientras que una convergencia exitosa valida matemáticamente los resultados obtenidos, constituyendo un paso de control de calidad indispensable en cualquier estudio de simulación.

La validación de la convergencia en estudios de flujo de carga es fundamental para garantizar la confiabilidad de los resultados en software de análisis de sistemas de potencia, como PowerFactory. La convergencia se alcanza cuando los residuos de potencia (desbalances entre potencia inyectada y calculada) se reducen por debajo de un umbral predefinido, indicando que el sistema de ecuaciones no lineales ha sido resuelto satisfactoriamente (Grainger & Stevenson, 1994). Este análisis evalúa tres escenarios con distintos niveles de generación FV, utilizando como métricas principales el número de iteraciones, el máximo desbalance residual de potencia activa (ΔP) y el porcentaje de error relativo a la potencia nominal.

En conjunto, este marco referencial valida la metodología propuesta, estableciendo que el modelado en PowerFactory, la definición estructurada de escenarios y la rigurosa verificación de convergencia son prácticas avaladas por la literatura especializada para obtener resultados confiables y técnicamente sólidos.

1.12 Argumentación sobre el Algoritmo Newton-Raphson en PowerFactory.

Fundamentos del Algoritmo y su Pertinencia:

El método Newton-Raphson es un algoritmo iterativo utilizado para resolver sistemas de ecuaciones no lineales, que es precisamente la naturaleza de las ecuaciones del flujo de carga en

un sistema de potencia. Su aplicación se basa en la linealización del sistema alrededor de un punto de operación mediante el uso de la matriz Jacobiana.

Para el estudio de análisis de estado estacionario (flujo de carga), el algoritmo Newton-Raphson es la opción más robusta y precisa. Mientras que métodos más simples como Gauss-Seidel son más fáciles de implementar, sufren de una convergencia lenta y son poco confiables para sistemas grandes o mal condicionados. Como referencia (Grainger & Stevenson, 1994, p. 284) el método Newton-Raphson, debido a sus características de convergencia cuadrática, se ha convertido en el método de elección para la solución de problemas de flujo de potencia en sistemas de potencia de gran escala.

Es apropiado para casos de estudio o investigación donde involucra la inyección de generación distribuida FV en una red de subtransmisión, lo cual crea escenarios que pueden ser numéricamente desafiantes como:

- Alta Relación R/X: Las redes de subtransmisión y distribución suelen tener una relación resistencia-reactancia (R/X) más alta que las redes de transmisión. El método Newton-Raphson maneja eficientemente estas características, a diferencia de su variante "Desacoplada", que asume una relación R/X baja.
- Evaluación Precisa de Flujos de Potencia Reactiva y Tensiones: En análisis de caída de tensión y cargabilidad depende críticamente de un cálculo preciso del perfil de tensión y los flujos de potencia reactiva. El Newton-Raphson proporciona una excelente precisión en el cálculo de las variables de tensión (ángulo y magnitud) en cada barra.
- Convergencia Confiable en Diferentes Escenarios: Cuando modelas el escenario con máxima inyección FV (21.8 MW), podrías estar llevando la red a sus límites operativos (sobrevoltajes). El Newton-Raphson es conocido por su robustez y capacidad para converger incluso en condiciones de estrés del sistema, siempre que exista una solución física.

Según (Saadat, 2010, p. 156) plantea, que para los estudios de flujo de carga donde la precisión es primordial, como en la evaluación de la integración de generación renovable, el método Newton-Raphson completo sigue siendo el más fiable, ya que maneja de manera efectiva el acoplamiento entre las ecuaciones de potencia activa y reactiva.

1.13 Caso de estudio: efectos de la generación FV con potencia de 21.8 MW inyectada en línea MU700 de subtransmisión de 34.5 kV.

En contexto técnico: se mantiene la misma ubicación geográfica del PSFV Cárdenas 3 existente solamente se incrementa potencia FV, con el software PowerFactory se realiza una simulación aportando una potencia a la línea de subtransmisión hasta 21.8 MW y manteniendo las mismas características técnicas de la red (ubicada a 4 km de la subestación 110/34.5 kV, en una línea radial de 40 km de longitud total y con un transformador de 25 MVA. Su operación genera efectos contrastantes como (CIGRÉ, 2016; Kabir et al., 2014) demuestran que CIGRÉ documenta que penetraciones >30% causan sobrevoltajes críticos, mientras Kabir prueba que control coordinado FV+BESS reduce desviaciones de voltaje en 60-80%. En el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET del epígrafe 1.13 del capítulo 1 se profundiza sobre los elementos que fundamentan los criterios técnicos obtenidos sobre el escenario límite.

1.14 Implicaciones Técnicas y Operativas sobre la cargabilidad en redes eléctricas.

La cargabilidad de una línea eléctrica se define como el porcentaje de su capacidad de transmisión que está siendo utilizada en un momento dado. Este indicador es crítico para evaluar la capacidad de la infraestructura existente y planificar refuerzos o ajustes operativos, especialmente ante la integración de fuentes de generación renovable no convencionales, como la energía FV.

La integración de FV en redes de subtransmisión de 34.5 kV modifica los perfiles de cargabilidad, introduciendo variaciones que dependen de la irradiación solar. Como señalan (Kundur, 1994) ‘‘destaca que la integración de generación renovable puede alterar los flujos de potencia y afectar la estabilidad de voltaje y frecuencia, especialmente en líneas con capacidad limitada’’ y (Wood & Wollenberg, 1996) ‘‘enfatan que la cargabilidad de las líneas debe evaluarse considerando escenarios de generación distribuida para evitar sobrecargas y garantizar la seguridad del suministro’’, la planificación y operación de sistemas de potencia deben considerar la variabilidad y ubicación de las fuentes renovables para mantener la confiabilidad. En particular, la sobrecarga observada en el escenario límite puede comprometer la estabilidad del sistema, requiriendo estudios de flujos de potencia y posiblemente ajustes en la protección y control. También (Hauer & Mittelstadt, 1996) ‘‘analizan impactos de la integración a gran escala de FV, señalando que la sobrecarga en líneas de subtransmisión es un riesgo que requiere estrategias de mitigación, como el control activo de la generación’’.

También (Jenkins, N., Ekanayake, J. B., & Strbac, G. 2010) expone que “La integración de generación distribuida requiere un enfoque multidisciplinario que considere no solo flujos de potencia, sino también estabilidad, calidad de energía y aspectos económicos.”.

(Bollen, M. H. J., & Hassan, F. (2011) plantea que “La capacidad de acogida de una red está limitada por restricciones térmicas, de voltaje y de protección, y debe evaluarse con herramientas probabilísticas.”. (Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J. 2012) plantea que “La capacidad térmica de una línea de transmisión es el límite fundamental para su operación segura. Exceder este valor compromete la integridad del equipo y la estabilidad del sistema.”

En la (Tabla 3.17) del capítulo 3 se puede observar el comportamiento de este indicador en diferentes indicadores estudiados.

1.15 Criterios de cargabilidad de transformadores en subestaciones de transmisión y su contexto cubano.

La operación segura y confiable de los transformadores de potencia en subestaciones de transmisión, como los de 110/34.5 kV con capacidad de 25 MVA comúnmente utilizados en Cuba, se rige por principios de cargabilidad bien establecidos en normas internacionales, cuya aplicación se adapta a las condiciones específicas de la red y el clima nacional. Tradicionalmente, el criterio fundamental ha sido el establecido por la norma (IEEE C57.91, 2011), el cual define que la carga nominal (100%) es el nivel de potencia que puede ser soportado continuamente, manteniendo la temperatura del punto caliente del devanado dentro de los límites que garantizan una vida útil normal del aislamiento de papel-aceite, generalmente estimada en 20 a 30 años (p. 15). Este principio clásico constituye el pilar del diseño y la operación inicial.

Sin embargo, la operación práctica en sistemas de potencia complejos, como el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) de Cuba, requiere la implementación de umbrales operativos preventivos. Autores como (Suárez y González, 2022) explican que, en el contexto cubano, se establecen zonas de alerta: una "zona de atención" (al 90% de la carga nominal) y una "zona de operación cómoda" (hasta el 70-80%) (p. 81). Estos umbrales, inferiores al límite normativo del 100%, responden a la necesidad de mantener un margen de reserva rotante para contingencias (N-1), compensar el efecto de las altas temperaturas ambientales tropicales que reducen la capacidad de disipación térmica y gestionar una flota de transformadores que en muchos casos ha superado su vida útil de proyecto. Este enfoque conservador se alinea con lo sugerido por la norma (IEC

60076-7, 2018), que enfatiza la dependencia de la capacidad de carga con la temperatura ambiente y el estado inicial del equipo. En el (Anexo 50) del informe técnico a la OBET en el epígrafe 1.15 del capítulo 1. Se continúa profundizando del tema tratado.

En síntesis, la cargabilidad del transformador deja de ser un valor estático (el 100% nominal) para convertirse en un perfil dinámico y multidimensional influenciado por la FV. La integración segura de esta tecnología renovable depende de la capacidad de armonizar los criterios normativos clásicos con nuevos indicadores de estrés operativo, todo ello adaptado a las particularidades técnicas y climáticas de Cuba.

1.16. Conclusiones parciales del capítulo.

El análisis del marco teórico permitió establecer los fundamentos técnicos que sustentan esta investigación. En primer lugar, se reconoce que la integración de generación FV a gran escala en redes de subtransmisión, si bien promueve la eficiencia energética, altera los flujos de potencia unidireccionales para los cuales estas redes fueron diseñadas originalmente. Esto puede derivar efectos técnicos complejos y antagónicos, es decir puede producir resultados contradictorios aparentemente opuestos en diferentes aspectos del sistema eléctrico, también se interpreta que la integración puede generar beneficios como desafíos técnicos, nombrados como: la reducción de pérdidas técnicas, la cargabilidad en líneas-transformador y la simultánea aparición de problemas de sobrevoltajes.

En segundo lugar, se identificó que, para cuantificar este impacto de manera precisa y confiable, es imperativo emplear herramientas de simulación computacional que permitan modelar el sistema de forma integral. El software "PVsyst" se consolida como el estándar para el modelado energético de sistemas FV, mientras que "DIgSILENT PowerFactory" es una herramienta especializada para el análisis de sistemas de potencia en estado estacionario, siendo el algoritmo "Newton-Raphson" el más adecuado por su robustez y precisión.

Finalmente, se determinó que la evaluación de la eficiencia energética debe ir más allá de un solo indicador, requiriendo un conjunto de métricas que se consideren: las pérdidas técnicas, el perfil de tensiones y la cargabilidad de los activos. En consecuencia, se hace evidente la necesidad de implementar una metodología de diagnóstico estructurada que, mediante un enfoque mixto y la simulación de escenarios comparativos, que permita obtener una evaluación integral y cuantitativa

del impacto del PSFV Cárdenas 3. Esta necesidad metodológica constituye el punto de partida para el desarrollo del marco metodológico que se presenta en el siguiente capítulo.

Capítulo 2. Materiales y Métodos.

2.1 Introducción del capítulo.

El presente capítulo tiene como objetivo fundamental describir de manera detallada el diseño y la estructura metodológica que se empleará para alcanzar el objetivo general de esta investigación: evaluar el impacto en la eficiencia energética de la red de subtransmisión de 34.5 kV ante la inyección del Parque Solar FV Cárdenas 3. Para ello, se expondrá el diseño metodológico mixto que integra enfoques cualitativos y cuantitativos, se definirán las fases secuenciales que componen el proceso de investigación y se especificarán las técnicas, herramientas e indicadores que se utilizarán para la recolección y análisis de datos. La claridad y solidez de este marco metodológico son cruciales, ya que constituye la hoja de ruta que garantiza la obtención de resultados válidos, confiables y replicables, permitiendo responder al problema de investigación y contrastar la hipótesis planteada.

2.2 Enfoque metodológico general.

La presente investigación se enmarca en un enfoque metodológico mixto concurrente o anidado, según la terminología de (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018), el cual integra de manera sistemática procedimientos cualitativos y cuantitativos para lograr una comprensión integral y robusta del problema de estudio. Este enfoque es el más adecuado ya que, como señalan (Creswell & Plano Clark, 2017; Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018) fundamentan que los métodos mixtos permiten capturar una imagen más completa de un fenómeno complejo, que los enfoques puros por sí solos no podrían alcanzar. En este caso, el objetivo de evaluar la eficiencia energética requiere tanto de la descripción y comprensión contextual de los componentes del sistema (cualitativo) como de la cuantificación y modelación precisa de su comportamiento (cuantitativo). La estrategia metodológica se estructura en cuatro fases secuenciales (Caracterización del sistema, Definición de indicadores evaluadores, Modelado y Simulación, y Análisis de resultados), y se sustenta en los siguientes pilares: En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al epígrafe 2.2 del capítulo 2 se puede consultar la argumentación de los 4 pilares fundamentales nombrados: Por la Naturaleza de los Datos (Enfoque Cualitativo, Enfoque

Cuantitativo), Por el Alcance Temporal, Por el Grado de Manipulación de Variables, Por el Propósito o Nivel de profundidad (Investigación Aplicada, Investigación Descriptiva y Explicativa), Por la Estrategia de Investigación (Estudio de Caso, Modelado y Simulación).

En síntesis, la metodología adopta un diseño mixto del tipo secuencial exploratorio (Creswell & Plano Clark, 2017), donde la fase cualitativa inicial (caracterización del sistema) sienta las bases necesarias para el desarrollo de la fase cuantitativa posterior (modelado, simulación y análisis). La integración de ambos enfoques permite no solo obtener resultados numéricos, sino también interpretarlos dentro de un contexto técnico real, garantizando una evaluación integral y de alto rigor técnico-científico. En la (Fig. 2.1) se muestra el diagrama de flujo sobre la metodología propuesta para el análisis.

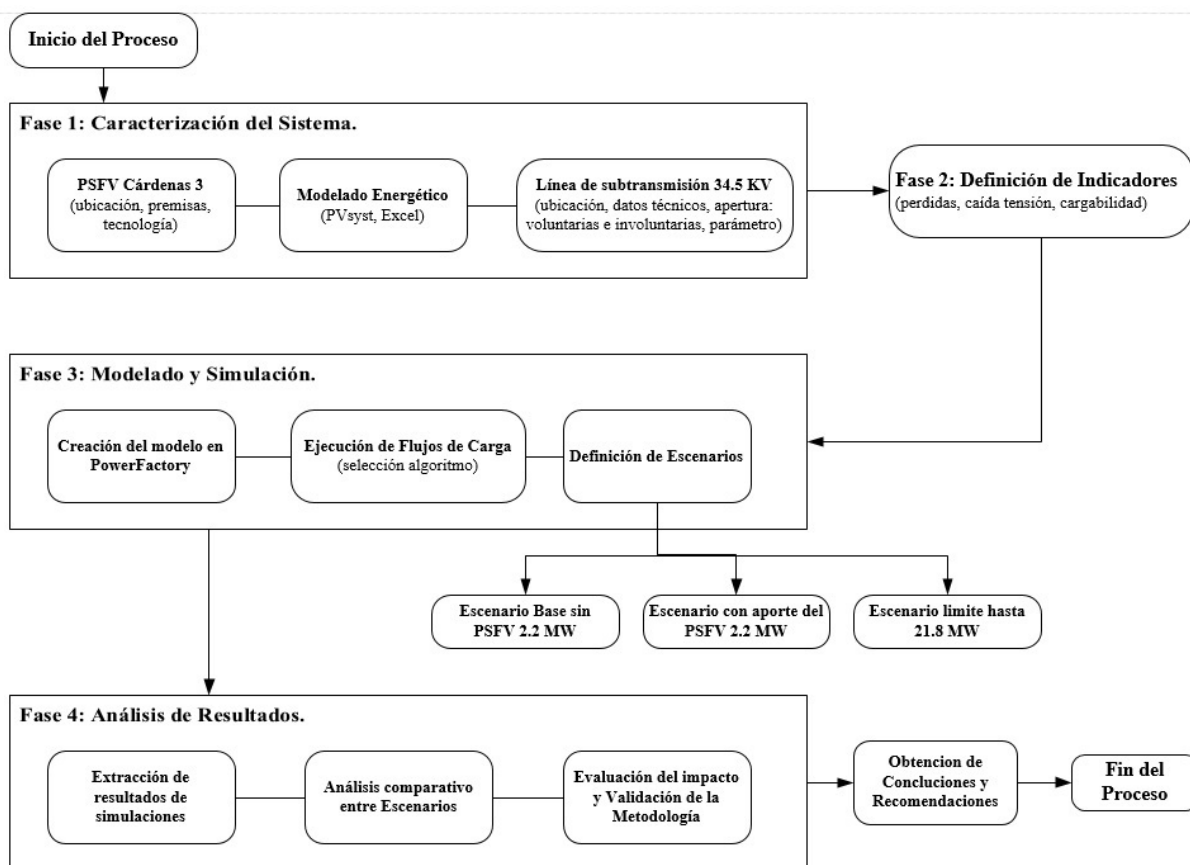


Figura 2.1 Diagrama de flujo sobre la metodología.

2.3. Fase 1: Caracterización del Sistema de Estudio.

El objetivo de esta fase será recopilar, organizar y modelar toda la información necesaria para construir una representación técnica y energética precisa tanto del parque solar FV como de la red existente, es decir los documentos del proyecto ejecutivo. Esta fase proporcionara los datos de entrada críticos para todas las simulaciones posteriores. Como afirma (Masters, 2013), "la precisión de cualquier modelo de simulación está directamente ligada a la calidad y exactitud de los datos de entrada" (p. 157). Los datos obtenidos se presentarán en el Capítulo 3 (epígrafe 3.2.1).

2.3.1. Caracterización del Parque Solar Fotovoltaico (PSFV) Cárdenas 3.

Para caracterizar el PSFV, se recopilará información detallada como: definición y función, ubicación, premisas sobre la ubicación, recurso solar registrado, esquemas de los sistemas FV, las fichas técnicas de los componentes principales, incluyendo potencia de paneles, eficiencia de inversores y configuración del sistema. Estos datos van a aportar la información necesaria para mostrar el funcionamiento del PSFV de Cárdenas 3.

Definición y Función:

El PSFV Cárdenas 3 es una instalación de generación eléctrica a gran escala que convierte radiación solar directa en energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos (FV). Su función principal es inyectar la energía renovable directamente a la red eléctrica de media o alta tensión, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética y reducción de emisiones de CO₂ (Batzelis & Pal, 2020, p. 7; IEA-PVPS, 2023, p. 15), en la (Fig. 2.2) se puede observar una imagen del campo solar FV y en la (Fig. 3.1) del capítulo 3, se muestra una imagen de la ubicación geográfica del Cárdenas 3.



Figura 2.2 Parque Solar Fotovoltaico Cárdenas 3.

Ubicación:

El generador fotovoltaico (GFV) Cárdenas 3, se encuentra ubicado en la provincia de Matanzas, municipio de Cárdenas, en el kilómetro 1 de la circunvalación ocupando un área total de 39200m² y un área efectiva de 12849.4m². Fue sincronizado al sistema electro energético nacional (SEN) el 17 de julio del año 2018, con las coordenadas: Altitud 10 m, Latitud 23⁰, Longitud: -81.4⁰, una

inclinación de las mesas acimutal ($\alpha=0$), mantienen una ubicación hacia el norte (la parte más alta), y según la tecnología seleccionada las mesas o estructuras mantienen un ángulo fijo con una elevación o altitud de inclinación de la superficie de ($\beta=15^0$). En la (Fig. 3.1) del capítulo 3, se puede observar la ubicación geográfica del PSFV Cárdenas 3 en la zona cercana a la entrada del poblado de Cárdenas en la provincia de Matanzas.

Premisas que se tuvieron en cuenta para su ubicación:

- Conectar próximo a la demanda eléctrica o demanda local o en subestaciones eléctricas.
- Elegir terrenos que estén en desuso, nunca utilizar tierras destinadas a la agricultura y otro fin.
- Instalación en terrenos relativamente llanos y alejados de edificaciones.
- Mantener preferentemente una separación mínima entre emplazamientos de 8 KM. No se conoce una distancia mínima universal entre parques, existen criterios técnicos para evitar sombreados, interferencias electromagnéticas y saturación de infraestructura eléctrica. En Cuba, por ejemplo, se calcula la distancia entre filas y subconjuntos de parques solares en función de la latitud, inclinación de los módulos y hora solar del solsticio de invierno, para evitar pérdidas por sombra (Gutiérrez Urdaneta et al., 2021). Además, en algunos países se exige una distancia mínima entre parques conectados a la red para evitar que se consideren una sola instalación a efectos regulatorios (Solarweb, 2019).
- Las potencias unitarias máximas no deben sobrepasar los 10 MW con el objetivo de disminuir la variabilidad en el sistema eléctrico en la ubicación entre parques solares FV, es una restricción técnica, normativa o de planificación eléctrica que su objetivo es reducir el impacto de la generación solar intermitente sobre la estabilidad de la red. (Rodríguez et al., 2011, y Unión Eléctrica de Cuba, 2003).
- Los parques deben ser conectados siempre que sea posible a las redes de 34.5 kV, por tener menor desbalance entre sus fases, con lo que evita la salida de operación de los mismos. (Unión Eléctrica de Cuba, 2003).
- Para la interconexión de los PSFV con la red eléctrica es necesario que la distancia al punto de conexión no supere los 2.5 Km. (Unión Eléctrica de Cuba, 2003)

Recurso Solar:

La insolación o irradiación solar: es la cantidad de energía solar que llega a la superficie terrestre por unidad de área, se expresa en (kWh/m²). Se obtienen los valores de insolación mediante

instrumentos como el piranómetro. La insolación diaria se calcula integrando la irradiancia solar a lo largo del día. La radiación solar incidente es un factor crucial en la generación de energía. Comparar la energía generada con la radiación solar recibida ayuda a evaluar la eficiencia del sistema, demostrando la correcta ubicación y condiciones atmosféricas reflejadas en el PSFV. En las (Tabla 3.2 y 3.3) ubicadas en el capítulo 3, se muestran los valores del flujo de radiación solar acumulados en un día típico y en la totalidad del mes, caracterizan la calidad de la radiación solar promedio registrada por los equipos en Cuba que rondan sobre los 5 kWh/m² en el día, por lo que al año se tiene por cada (m²) de superficie 1825 kWh/m², con una variabilidad aproximada de ±10% a lo largo y ancho de la isla, y con poca diferencia relativa durante el año, aspecto muy positivo, a diferencia de otras latitudes mayores. Y por supuesto algo menor en los meses llamados de invierno, esto se puede visualizar en el (Anexo 24). También es representativo los valores acumulados anual son un factor que influyen decisivamente en el costo de la inversión que en correspondencia del lugar y la época fluctúa entre los 750 kWh/m² año y 2600 kWh/m² año para la mayoría de los casos. En Cuba este valor está alrededor de los 1900 kWh/m², en el parque FV de Cárdenas 3 se registran valores que oscilan por encima de los 2000 kWh/m² al año se puede observar en la (Tabla 3.3) del capítulo 3. Estos datos altos de insolación solar registrados confirman la baja influencia de factores externos al PSFV como: efectos de la estacionalidad de la radiación solar, impactos de las condiciones meteorológicas y efectos del sombreado al emplazamiento. También de una adecuada orientación e inclinación óptima en el diseño, estos datos respaldan la ubicación del PSFV Cárdenas 3 como correcta, se evidencia en (Hernández, P. M. 2021, Primer diplomado sobre FV, 2003; Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz. 2023b; Duffie y Beckman, 1996; Bériz y Álvarez, 2004, Días Santos, 2017, Diaz Santos, Santos Fuentefria, Castro Fernández, et Vilaragut Llanes, 2023; Stolik Novygrad, D. 2019). Las (Tablas 3.2 y 3.3) describen el comportamiento del flujo solar captados por la unidad ambiental instalada en el Cárdenas 3, en la columna nombrada como “PVsyst” muestra los valores dimensionados por el software especializado (PVsyst), en la columna nombrada como “Estimada” se muestran los valores obtenidos en tabla (Excel) que es una hoja de cálculos rápidos y las columnas restantes nombradas con los números de años muestran los valores registrados por el PSFV en los periodos en estudio.

Descripción técnica del emplazamiento FV:

En la (Tabla 3.1) del epígrafe 3.2.1 del capítulo 3 se puede ver un resumen de todos los elementos instalados en el PSFV. El emplazamiento tiene una capacidad de 2,2 MWp con una capacidad

instalada de 2,376 MWp en módulos solares FV para cumplir con el coeficiente de 1.25 de sobredimensionamiento; conectado a una línea de 34.5 kV mediante el desconectivo CD351 que la conecta eléctricamente a una sección de la línea de subtransmisión servida a 34,5 kV del interruptor totalizador 700. Aproximadamente a una distancia de 4,2 km de la subestación de Cárdenas 110 kV. En el (Anexo 27) se muestra una tabla con la descripción técnica de los parámetros principales del PSFV y en el (Anexo 29) se muestran las descripciones técnicas del campo FV. Además, se enumeran algunas de sus características fundamentales y en el (Anexo 5) se muestran los esquemas y monolíneales del PSFV. Además en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.3.1 del capítulo 2, se muestra la descripción técnica detallada del campo solar, su principio de funcionamiento.

2.3.2. Análisis de Confiabilidad Operativa: aperturas Voluntarias e Involuntarias.

Los parques solares FV bajo la operación continua y fiables de estos complejos sistemas están sujetos a múltiples desafíos técnicos y ambientales. Uno de los aspectos más sensibles, y a menudo subestimado, es la gestión de las aperturas de los equipos principales, ya sean realizadas de forma voluntarias (intervención planificada donde se accede deliberadamente a equipos críticos con fines de mantenimientos preventivo, inspecciones programadas, mejoras o actualizaciones no responden a fallos) o aperturas involuntarias (accesos no programados a componentes del parque, desencadenados por eventos imprevistos como averías internas, implican una interrupción forzosa de la operación y requieren diagnóstico y reparación urgente).

Precisamente en el análisis detallado de las aperturas y sus causas subyacentes (averías) en los registros de operación o reportes al centro de control de la empresa eléctrica del PSFV Cárdenas 3 en el periodo comprendido entre los años 2018 y el 2024, se revelará como una herramienta indispensable para evaluar su fiabilidad, eficiencia en mantenimientos y rentabilidad. En las tablas mostradas en los (Anexos 25, 26 y 35) tratan sobre las cantidades en averías en el PSFV Cárdenas 3 desde el año 2018 hasta el 2024 y los elementos más fallados contra los porcentos incidente en las averías, también describe todas las aperturas ocurridas en el parque solar durante su puesta en marcha y apoyado a esta información de los anexos se construirá la tabla resumen anual de averías sobre el Cárdenas 3 visualizándose en la (Tabla 3.14), donde reflejaría la estadística operacional anual del campo solar siendo capaz de evaluar por cada año el valor obtenido de las averías, y con esos datos anuales registrados se construirá un gráfico para tener mejor definición visual ver (Fig.

3.11) del capítulo 3. También, en la (Tabla 3.15), se visualizarían las averías con mayor valor de repetitividad y sus causas relacionadas. Además en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.3.2 del capítulo 2, se muestra el análisis detallado cualitativos y cuantitativo sobre las aperturas en el Cárdenas 3.

2.3.3. Dimensionamiento y modelado energético en el software PVsyst.

Para desarrollar un análisis técnico del comportamiento vinculado a los parámetros de rendimiento del PSFV se empleará el software especializado PVsyst (Versión 7.4), que conceptualmente se caracteriza como: especializado en el diseño, simulación y análisis de sistemas solares FV, ampliamente utilizado para evaluar la producción energética, pérdidas, rendimiento y viabilidad económica de instalaciones solares, tanto conectadas a la red como aisladas. Además, permite modelar condiciones reales como sombras, orientación, temperatura y radiación solar, lo que lo convierte en una herramienta clave para ingenieros, investigadores y diseñadores solares. (Mermoud y Lejeune, 2018; creadores de PVsyst, y su manual (PVsyst, 2020) Mermoud desarrolla modelos físicos detallados de pérdidas, validados con error $<3\%$ en producción anual, estableciendo PVsyst como estándar industrial. En el capítulo 3 epígrafe 3.2.3. se mostrarán los resultados de la modelación: análisis de los resultados en el dimensionamiento y análisis de pérdidas. Además en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.3.3 del capítulo 2, relaciona y profundiza sobre el proceso de dimensionamiento en el software PVsyst mencionando algunos de sus pasos fundamentales: Crear un nuevo proyecto, Definir el sitio y el recurso solar, Configurar la orientación de los módulos, Selección del módulo FV y del inversor, Configurar la topología eléctrica del sistema, Analizar sombras y pérdidas, Ingresar parámetros de pérdidas térmicas y misceláneas, Ejecutar la simulación, Analizar resultados e informes.

Descripción de los parámetros de diagnósticos principales registrados en el PSFV.

En el análisis siguiente se relacionarán los elementos de diagnósticos que se tuvieron en cuenta para describir energéticamente el estado operacional del campo solar FV Cárdenas 3, para esto se intencionó una comparación de los parámetros técnicos principales siguientes: indicador de rendimiento Performance Ratio (PR) (Sandia National Laboratories (s.f.) y Batlles y Alarcón, 2019) definen Sandia establece el PR como métrica universal independiente de ubicación, mientras Batlles identifica factores operativos que lo afectan, validando su uso para benchmarking, indicador

de Rendimiento Anual (Yield), Radiación o Insolación solar, la Energía Generada (EG) por el campo solar FV, la Temperatura ambiente (Ta) en el emplazamiento y la Temperatura de los paneles (Tp). En las (Tablas 3.4 y 3.5) mostradas en el capítulo 3 se visualizarán los resultados de los indicadores principales del PSFV en un periodo del 2018 hasta el 2024 y se visualizará una tabla matriz comparando el comportamiento de los indicadores en 3 escenarios diferentes (datos fabricante, datos modelados y datos reales). Además en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.3.3 del capítulo 2, se obtendrá una descripción conceptual, métodos de cálculo y fórmulas de cada uno de los parámetros principales de diagnósticos del PSFV.

Valores de pérdidas representativas según el diagrama:

Según el (Anexo 19) se muestra el informe de simulación del proyecto Cárdenas 3 realizado en el software PVSyst, el diagrama de pérdidas muestra la evolución de la energía desde la irradiación incidente hasta la energía inyectada a la red, destacando pérdidas ópticas (antes de la conversión eléctrica) y pérdidas eléctricas del sistema (durante la conversión y transporte). Los valores indican una eficiencia global del sistema alrededor del 84.85%, es decir según se puede observar en el (Anexo 19) del diagrama de pérdidas, se comienza el proceso de continuidad de la energía con 4667 MWh y termina con una energía de 3960 MWh. En el epígrafe 2.3.3 del capítulo 3 se describe cuantitativamente los detalles del diagrama de pérdidas mostrada en el (Anexo 19).

2.3.4. Descripción y Estimación de los parámetros en tabla Excel.

En la hoja de cálculo en la tabla Excel descrita en el (Anexo 23), se obtendrán los indicadores de generación estimados por el parque solar FV Cárdenas 3 en un periodo mensual y anual. Se realizará a partir de los datos promedios mensuales de radiación captados en la superficie del módulo, teniendo en cuenta los valores de eficiencia del inversor, las pérdidas asociadas a suciedad, las caídas de tensión por cables, la dispersión por valores de módulos y la afectación por altas temperaturas en los módulos FV. No se consideran en los cálculos: las sombras parciales o totales sobre las superficies de los módulos, y las pérdidas por indisponibilidad de la red eléctrica. Se confeccionó según la referencia (Unión Eléctrica de Cuba, 2003). En el capítulo 3 en el epígrafe 3.2.3.2 se muestra un análisis sobre el tema. Y en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.3.4 del capítulo 2, se puede continuar revisando la metodología de cálculo del tema.

Se puede observar en la (Tabla 3.4) del capítulo 3 epígrafe 3.2.2 los valores de los indicadores estimados en la hoja de cálculo en Excel, se pueden comparar con los resultados simulados en el software profesional PVsyst. Muestran valores semejantes y cercanos a los resultados reales medidos, esto indica que la hoja de cálculo como método rápido de análisis se puede validar. En la (Tabla 3.5) en el capítulo 3 epígrafe 3.2.2, se evidenció y se muestra una tabla matriz comparativa del resultado sobre el análisis de los indicadores del PSFV en tres condiciones diferentes: condición del fabricante, condición con los datos simulados en (PVsyst) y condición con los datos reales del campo solar FV.

2.3.5. Caracterización de la Línea de Subtransmisión de 34.5 kV.

Ubicación de la línea de subtransmisión MU700.

La línea eléctrica aérea codificada como MU700 se clasifica como media tensión por el nivel del valor de voltaje en que se encuentra conectada en este caso sería de 34.5 kV. Esta nace de la subestación de transmisión de Cárdenas 110/34.5 kV ubicada en el municipio de Cárdenas en la calle Sáez en el centro de la ciudad.

Descripción técnica.

La subestación de Cárdenas 110/34.5 kV, posee en su esquema eléctrico e instalado dos transformadores de fuerza con una potencia nominal cada uno de 25 MVA, con salidas por el lado secundarias de 34.5 kV y 13.8 kV. En su lado secundario de 34.5 kV posee 5 circuitos o salidas de subtransmisión denominados, se puede visualizar en el (Anexo 41):

- MU5223 es el circuito Papelera Técnica Cubana (estatal).
- MU4220 Florido-Coliseo (servicio estatal y residencial)
- MU710 enlaza con la línea MU4995 de Varadero 110 kV (servicio estatal y residencial).
- MU4427 enlaza con la línea MU4819 de Jovellanos 110 kV (brinda servicio estatal y residencial).
- MU700 enlaza eléctricamente con la línea MU4985 de la subestación Varadero 110 kV, esta línea se caracteriza por servir eléctricamente a objetivos estatales dirigidos a bombeos de agua para los poblados de Varadero y Cárdenas además brinda servicio eléctrico a objetivos del petróleo, también se utiliza como línea de enlace con otra línea del mismo nivel de tensión, nombrada MU4985 perteneciente al poblado de Varadero a través de los interruptores del tipo seccionalizadores telecomandados por medio del despacho de distribución de Matanzas para

disminuir el tiempo de interrupción y afectación a los clientes priorizados servidos. Se puede observar en la tabla siguiente las características técnicas de la línea en estudio y se muestra en el (Anexo 6) el monolínea eléctrico o esquema unifilar de la línea. Además, en la (Tabla 3.12) del capítulo 3 se muestran las características técnicas y eléctricas principales de la línea.

Parámetros eléctricos en la línea, con y sin el aporte de la generación FV del PSFV.

En la (Tabla 3.13) del capítulo 3 se logró obtener el comportamiento eléctrico de la línea de subtransmisión tras el efecto de la generación FV, con la ayuda de los valores de potencias eléctricas como: potencia activa (MW) registrada por la línea, potencia reactiva (MVar) registrada por la línea, potencia activa (MW) aportada por el campo solar en los instantes que comienza y termina la generación, y el comportamiento de la línea de subtransmisión MU700 tras el efecto de la generación solar FV. Además, con la herramienta del software PowerFactory. Estos datos de la estadística describen un día típico en un periodo de muestreo durante cada hora en la etapa estacional de verano.

Conceptos Clave:

1. Potencia Activa (MW): Energía útil que realiza trabajo (iluminación, motores).
2. Potencia Reactiva (MVar): Energía necesaria para mantener campos electromagnéticos (motores, transformadores), pero no realiza trabajo útil. Fluye entre generadores y cargas.
3. Flujo de Potencia: La dirección física de la energía eléctrica. Convencionalmente: positivo (+) hacia la carga, y negativo (-) desde la fuente hacia la red superior (flujo inverso).

2.4. Fase 2: Definición de los Indicadores de Evaluación (Parámetros de Eficiencia)

El propósito de esta fase será establecer las métricas cuantitativas (KPI=Key Performance Indicators) que permitirán evaluar de manera objetiva el impacto del PSFV Cárdenas 3 en la red de subtransmisión. Estos indicadores se extraerán directamente de los resultados de las simulaciones para realizar el análisis comparativo entre escenarios. Estos se pueden observar en la (Tabla 3.16) del capítulo 3. Y en la (Tabla 3.17) se mostrará la comparación de los indicadores en los 3 escenarios principales, además en la (Tabla 3.18) se mostrarán los indicadores en un análisis comparativo entre cinco variables en el contexto de diseño y simulación técnica, se hará uso de este enfoque para verificar el rendimiento real frente al esperado de un componente, sistema o parámetro.

2.4.1. Indicadores de Pérdidas Energéticas según (Tabla 3.17).

Pérdidas técnicas en la línea de subtransmisión (Pérdidas por efecto Joule o $I^2 \times R$):

Las pérdidas técnicas se definen como el conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debido a fenómenos físico y se debe a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica, estas se pueden clasificar como: En función del componente y según la causa que la origina. Este tema se podrá profundizar en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.4.1 del capítulo 2.

Pérdidas de potencia en línea de subtransmisión MU700 y en el transformador de potencia de la subestación, con y sin el aporte de la generación FV.

Para poder determinar un diagnóstico certero sobre las pérdidas asociadas a la red eléctrica, con y sin el efecto de la energía aportada por el campo solar FV, se utilizará como herramienta principal el software profesional ‘‘PowerFactory’’, además de las herramientas en ‘‘Excel’’. Desglosándose en dos etapas fundamental:

1. Análisis sobre la relación entre los parámetros eléctricos: pérdidas de potencia en (kW), potencia demanda en (kW) y la potencia aportada por el PSFV en (kW). Esto se analizará en tres escenarios fundamentales: escenario base (sin generación FV), escenario normal (con generación FV 2.2 MWp) y el escenario límite con el aporte FV a la línea con una potencia de 21.8 MWp. Este análisis es relevante dado que la integración de generación distribuida a gran escala puede alterar significativamente los flujos de potencia y, en consecuencia, las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución (Borges & Falcão, 2006).

En la descripción se confeccionarán varias tablas ver (Anexo 7, 8, 11, 32, 33 y 38) con periodo de 24 horas en un día típico del año, mostrando los valores de pérdidas en potencia, pérdidas técnicas de la línea eléctrica y un análisis diferencial porcentual. Esto se muestra en el epígrafe 3.9.2 del Capítulo 3 punto uno.

Ecuación: diferencia porcentual:

$$\% \text{ Reducción} = [(P_{\text{pérdidas sin FV}} - P_{\text{pérdidas con FV}}) / P_{\text{pérdidas sin FV}}] * 100\% \text{ (ecuación 2.9)}$$

2. Análisis del comportamiento de las pérdidas eléctricas en el transformador de potencia de la subestación de transmisión 110/34.5 kV, con y sin el aporte de la generación FV: Este análisis evaluará el impacto de la generación FV en las pérdidas de potencia en un transformador de 25 MVA, utilizando datos horarios de un día típico. Se comparan dos escenarios: con generación FV (incluyendo el efecto de la línea MU700) y sin generación FV. La generación FV corresponde a

potencia activa inyectada en el sistema, con un perfil típico solar: nula durante la noche, aumento matutino, máximo al mediodía y disminución vespertina.

Continuar en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.4.1 del capítulo 2.

2.4.2. Indicadores de Calidad de Servicio (Perfil de tensión y Máxima caída de tensión).

Se pretende realizar un análisis del comportamiento de la tensión en la red eléctrica de subtransmisión en el nodo más cercano a la fuente de generación FV y en el nodo más alejado (condición más crítica), expresado en (kV). Este resultado estará afectado con la influencia del PSFV en dos instantes con y sin el aporte de la generación del campo solar. También se pretenderá mostrar la variación de la tensión en un día típico del mes y la desviación de la tensión al inicio y final de la línea con la afectación de la generación solar. Para este análisis se utilizará como herramienta principal el software profesional “PowerFactory”, además de las herramientas en “Excel”. Se pueden apreciar los resultados de la tensión en las tablas de los (Anexos 9 y 10) con periodos de 24 horas de un día típico del año. Esto se describirá en el epígrafe 3.5.2 del Capítulo 3 y en las Tablas 3.17 y 3.18).

Continuar en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.4.2 del capítulo 2, donde describe el análisis del comportamiento de tensión en la salida del PSFV en 3 escenarios de integración (Anexo 9) y el Análisis del comportamiento de tensión en 3 escenarios de integración FV en el nodo más alejado al final de la línea subtransmisión (Anexo 10). Este análisis se realizará comparando el valor determinado de la diferencia porcentual entre cada uno de los escenarios establecidos. Su método detallado se mostrará en el capítulo 3 epígrafes 3.5.2 y su comportamiento se muestra en el (Anexos 10) con (Fig. 3.21 A y B). Su referencia bibliográfica se justifica según (Kundur, 1994, ENTSO-E, 2021, Masters, 2013).

$$V (\%) = (V_{\text{con FV}} - V_{\text{sin FV}} / V_{\text{sin FV}}) / * 100 \text{ (ecuación 2.10)}$$

2.4.3. Indicadores de Utilización de Activos (Cargabilidad).

Continuar en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.4.3 del capítulo 2, donde profundiza el tema de la cargabilidad de la línea y el transformador de la subestación.

La cargabilidad en la Línea (% de Capacidad Térmica): En este contexto se hará uso de la tabla mostrada en el (Anexo 40) para demostrar el efecto de la diversidad de potencias en la generación FV sobre una línea área eléctrica de 34.5 kV, en las (Tablas 3.17 y 3.18) se puede visualizar un resumen. En las líneas de subtransmisión de 34.5 kV su cargabilidad está determinada por y la cargabilidad del Transformador de Potencia en la subestación 110/34.5 kV: Para este análisis se confeccionará una tabla ver (Anexo 13), que describa el comportamiento horario de un día típico del año sobre el porcentaje de cargabilidad de la carga neta del transformador de potencia de la subestación de transmisión. Todo se realizará en 3 escenarios diferentes para demostrar la incidencia de las fuentes de energía renovable FV sobre la eficiencia del transformador, en las (Tablas 3.17 y 3.18) se podrá visualizar una tabla resumen del comportamiento de los indicadores sobre la línea de subtransmisión, en esta se describen los valores críticos de cargabilidad del transformador de potencia de la subestación de transmisión.

Ecuación de cargabilidad:

$$\% \text{ Cargabilidad} = (I_{\text{flujo}} / I_{\text{máx admisible}}) * 100\% \text{ (ecuación 2.11)}$$

2.5. Fase 3: Modelado y Simulación del Sistema.

Esta fase representará el corazón de la metodología de diagnóstico, donde los modelos teóricos se convertirán en herramientas computacionales para experimentar y analizar el comportamiento del sistema bajo diversas condiciones. Como afirma (Gómez-Expósito, 2017), "la simulación por computadora se ha convertido en una herramienta indispensable para el análisis, diseño y operación de sistemas de potencia" (p. 45), permitiendo evaluar escenarios que serían costosos, riesgosos o simplemente imposibles de replicar en la red real.

2.5.1. Modelado del PSFV para estudios de red en PowerFactory.

(DIgSILENT, 2021), el manual de PowerFactory detalla algoritmos de flujo de carga validados para sistemas con >50% penetración renovable, garantizando precisión en estudios de integración. En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.5.1 del capítulo 2, se muestra detalladamente la secuencia en los datos para reagrupar la información necesaria sobre las curvas típicas utilizadas en la modelación del software.

En la modelación se comenzará mostrando el comportamiento estacional del PSFV Cárdenas 3 según su demanda en el periodo de invierno y verano. La (Tabla 2.1) se conformó con la ayuda de

la estadística diaria registrada en el Cárdenas 3 desde su fecha de puesta en servicio y posterior, enviados estos datos hacia el despacho de distribución provincial de Matanzas. Estos valores registrados son la potencia aportada por el PSFV hacia la línea de subtransmisión y están expresados en (MW).

Factores más comunes incidente:

- a) La irradiancia difusa y directa: en el verano cubano existe mayor proporción de irradiación solar directa (cielos despejados). Las pérdidas por ángulo afectan más a la componente directa impacto severo. En el invierno cubano existe mayor nubosidad, la irradiación solar difusa es mayor.
- b) La duración del día solar: en el verano los días son más largos (más horas de generación) y en el invierno es viceversa los días son más cortos (menor ventana de producción). Esto puede proporcionar que las pérdidas en el verano son más críticas por ocurrir en horas de máxima insolación solar.

Evaluación técnica en escenario de expansión a 2.2 MWp y en escenario a 21.8 MWp en la línea de subtransmisión MU700:

Para este análisis se confeccionarán los (Anexos 7, 8, 11, 32, 33, 38) en un periodo de 24 horas del día, donde se muestran los valores máximos y mínimos de la potencia demandada en la línea de subtransmisión, las pérdidas de potencia en (KW) y el porcentaje de pérdidas en (%). Este análisis se ejecutará en dos instantes, uno con los efectos de la generación FV (escenario con aporte FV) y el otro sin los efectos de la generación FV (escenario base) y se intencionó una potencia FV sobre la línea de subtransmisión de 21.8 MWp (escenario límite) para comprobar los efectos técnicos del sobredimensionamiento futuro de la generación sobre las redes eléctricas.

2.5.2. Modelado de la red de subtransmisión en DIgSILENT PowerFactory.

Para la solución del epígrafe se construirá un modelo unifilar digital de la red de 34.5 kV que será una representación fiel del sistema real, para servir como banco de pruebas de los escenarios, insertando todos los elementos: barras (nodos), líneas, transformadores, cargas con los datos de resistencia (R), reactancia (X) y susceptancia (B/C) por kilómetro, así como la longitud total de la línea. Parte de la base de datos preparada en el software se muestra en los (Anexos 30 y 31). Además del diagrama unifilar o monolíneal se puede observar en el (Anexo 6).

Según (Saadat, 2010, p. 123) la precisión de los resultados de un flujo de carga depende críticamente de la exactitud de los parámetros de la red, especialmente de las impedancias serie de las líneas y de la caracterización de las cargas".

2.5.3. Definición de escenarios de estudio.

Se pretenderá establecer los casos de operación claramente delimitados que permitirán aislar y analizar el impacto de la inyección FV del campo solar Cárdenas 3 sobre la línea de subtransmisión de 34.5 kV, para esto la metodología mostrará en tres escenarios, y justificará en el capítulo 3 epígrafe 3.4.2. donde se obtienen:

- Escenario 1 (Base o Business-as-Usual): será la condición de la generación FV = 0 MW. Se representará por la operación histórica de la línea antes de la conexión del PSFV. Las cargas estarán en su valor nominal. Servirá como línea base de referencia para todas las comparaciones posteriores, se muestra en el (Anexo 8 y 36 A).
- Escenario 2 (Operación con Inyección Normal del PSFV): será la condición de la generación FV valor nominal 2.2 MWp. Cargas en valor nominal. Simulará un día típico de generación solar en la red eléctrica donde se tendrá como propósito evaluar el impacto bajo condiciones de operación normales y esperadas, se muestra en el (Anexo 7 y 36 B).
- Escenario 3 (Caso de Estudio - Máxima Inyección): será la condición de generación FV = 21.8 MWp. Este podría ser el escenario crítico de la red eléctrica con un incremento de la generación FV desmedida. Simulara el estado de la red y las condiciones de máxima generación posible (alta irradiancia, paneles fríos) junto con un escenario de mínima demanda. Esta combinación es la que podría causar sobrevoltajes y subutilización de activos. Su propósito será analizar los límites técnicos del sistema, identificar puntos críticos y evaluar la robustez de la red ante la máxima penetración FV, se muestra en el (Anexo 32, 33 y 36 C). (Cagnano et al., 2020) recomiendan en su revisión sistemática, Cagnano establece que escenarios de estrés (máxima generación/mínima demanda) son esenciales para identificar límites técnicos y puntos críticos de red.

2.5.4. Ejecución de flujos de carga.

Para la confección del flujo de carga en el software especializado DIgSILENT PowerFactory se utilizará cada escenario caracterizado en el (epígrafe 2.5.3), se configuraron las inyecciones de potencia en las barras (generación y carga) y se ejecutaron los flujos de carga. El algoritmo del

software especializado calculará iterativamente las tensiones nodales y los flujos de potencias que satisfacen las ecuaciones del sistema. Es decir, se tendrán los resultados en escenarios donde se va a mostrar la demanda neta de la línea de subtransmisión de 34.5 kV sin el aporte de la generación FV con sus análisis de pérdidas, la demanda de la línea más el aporte de la generación FV del campo solar con sus análisis de pérdidas, el comportamiento de la tensión en la red eléctrica en sus 40.4 km de longitud en las posiciones más favorable (nodo salida del PSFV) y desfavorables (nodo final de la línea), se mostrará un análisis de pérdidas y cargabilidad en el transformador de potencia de la subestación y se mostrará un análisis de la línea de subtransmisión en un escenario crítico de potencia aportando 21.8 MW de la generación FV del campo solar.

2.5.4.1. Selección del algoritmo de flujo de carga.

Para la ejecución de los flujos de carga en DIgSILENT PowerFactory, se empleará el algoritmo Newton-Raphson. Esta elección se justifica dado que este método es el estándar industrial para estudios de estado estacionario gracias a su robustez, alta velocidad de convergencia y precisión, para el análisis de sistemas de distribución modernos con alta penetración de recursos energéticos distribuidos (DIgSILENT, 2021, p. 157), también particularmente en el cálculo de variables críticas para esta investigación como las magnitudes de tensión nodal y los flujos de potencia reactiva según (Saadat, 2010). Dado que el estudio incluye escenarios de estrés con alta inyección FV, la confiabilidad del Newton-Raphson para converger en condiciones de operación límite resulta fundamental para la obtención de resultados válidos según (Grainger & Stevenson, 1994). También argumenta (Zimmerman, Murillo-Sánchez & Thomas, 2011, p. 67), Zimmerman, desarrollador de MATPOWER que el método Newton-Raphson es preferido por su convergencia cuadrática y su gran robustez para manejar redes radiales y malladas con relaciones R/X altas siendo 5-10 veces más rápido que Gauss-Seidel, típicas de sistemas de distribución y subtransmisión.

Verificación y validación de la convergencia del algoritmo.

Validar la convergencia no es un mero formalismo, sino una práctica esencial del rigor ingenieril. Como enfatiza (Saadat, 2010), "una solución convergente es el prerequisite fundamental para cualquier conclusión técnica derivada de un estudio de flujos de carga; de lo contrario, los resultados carecen de sentido físico" (p. 145). Esta práctica es particularmente crucial en investigaciones como la propuesta, donde se analizan escenarios de estrés con alta penetración de generación variable. En el epígrafe 3.4.3 del capítulo 3 y en la (Tabla 3.21) se describirán los

argumentos técnicos y se mostrarán los datos obtenidos de la validación en sus 3 escenarios principales.

En el contexto de la integración de energías renovables, la convergencia en escenarios límite proporciona información valiosa. Como señalan (Conejo y Baringo, 2018), "la incapacidad de un flujo de carga para converger ante un alto nivel de penetración renovable es, en sí misma, un resultado significativo que indica inestabilidad de voltaje o infactibilidad operativa" (p. 212).

La validez de los resultados de un flujo de carga depende críticamente de la obtención de una solución convergente y estable. Como señalan (Grainger y Stevenson, 1994), una solución no convergente indica que el caso de estudio representará una condición del sistema que no es físicamente viable. Por lo tanto, previo al análisis de los indicadores de eficiencia, se implementará el siguiente procedimiento de verificación. Continuar en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.5.4.1 del capítulo 2, donde describe cada criterio, se nombran: Criterio de Convergencia Primario, Criterios de Validación Cuantitativa, Protocolo ante No-Convergencia.

2.6. Fase 4: Análisis de Resultados y Validación de la Metodología.

Esta fase mantiene como objetivo interpretar los datos obtenidos de las simulaciones para extraer conclusiones significativas sobre el impacto del PSFV Cárdenas 3. Implicará un proceso sistemático de comparación, contraste y evaluación de los indicadores de eficiencia definidos en la Fase 2, frente a los escenarios establecidos en la Fase 3. Como señalan (Saunders, Lewis y Thornhill, 2019), el análisis de datos implica dar sentido a los datos recopilados y obtener respuestas a las preguntas de investigación (p. 536). Esta fase culminará con la validación de la metodología propuesta. En el capítulo 3 epígrafe 3.4.3 se mostrará la validación de la convergencia de los flujos de carga en la (Tabla 3.21).

Se ejecutaron tres escenarios en PowerFactory:

1. Base sin FV: Caso de referencia sin generación FV.
2. Normal FV 2,2 MW: Inclusión de una generación FV moderada.
3. Límite FV 21,8 MW: Generación FV cercana al límite de capacidad del sistema.

Para cada escenario descrito numéricamente en el epígrafe 3.4.3 y la (Tabla 3.21), se detallará la validación de la metodología y los resultados obtenidos. Se registraron: el número de iteraciones requeridas, si se alcanzó la convergencia, el máximo desbalance residual de potencia activa (ΔP)

en MW y el porcentaje de error respecto a la potencia nominal del sistema (1,19 MVA). El criterio de convergencia típico exige que el desbalance de potencia sea inferior a 0,01 MW o 0,001 en por unidad (p.u.) para sistemas de distribución según (IEEE, 2013).

2.6.1. Extracción y procesamiento de los resultados en las simulaciones.

Esta argumentación técnica comenzará en la fase 4 del capítulo 3 epígrafe 3.5 donde describirá un análisis general y comparativo de los indicadores de eficiencia o evaluadores.

La visualización de datos es un paso esencial en el análisis, ya que permite identificar patrones, tendencias y valores atípicos que de otra manera podrían pasar desapercibidos en una tabla de datos sin procesar (Kirk, 2016, p. 24) Kirk establece principios de diseño visual que mejoran en 40% la detección de patrones anómalos en datos técnicos, fundamentando la presentación gráfica de resultados.

Continuar en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente al subepígrafe 2.6.1 del capítulo 2, donde muestra detalladamente la recopilación de los datos generados por el PowerFactory para cada escenario y prepararlos para un análisis posterior.

2.6.2. Análisis comparativo de los indicadores de eficiencia.

El análisis comparativo de escenarios será una técnica fundamental en la planificación de sistemas de potencia, ya que permitirá a los planificadores evaluar los beneficios y compensaciones de diferentes alternativas de desarrollo bajo un conjunto común de suposiciones según (Grigg et al., 1999, p. 31). Su descripción práctica en el capítulo 3 comienza a partir del epígrafe 3.5. Se puede visualizar según (Tabla 3.17).

El objetivo de esta etapa será establecer el procedimiento sistemático que se seguirá para contrastar y evaluar el desempeño de la red entre los diferentes escenarios simulados. Este análisis no se limitará a la presentación de datos, sino que se enfocará en la interpretación de las variaciones para extraer conclusiones significativas sobre el impacto del PSFV. Es decir, el análisis comparativo de los indicadores de eficiencia se realizará mediante un procedimiento sistemático que permitirá cuantificar y cualificar el impacto de la inyección del PSFV Cárdenas 3 en la red de subtransmisión. Este proceso se sustentará en las siguientes técnicas: Continuar en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET perteneciente a la fase 4 del subepígrafe 2.6.2 del capítulo 2, se puede profundizar cada uno de los criterios mencionados: Técnica de Análisis de Variación Porcentual,

Técnica de análisis de cumplimiento de límites técnicos, Técnica de análisis gráfico comparativo (Gráficos de Barras Agrupadas, Gráficos de Perfil de Tensión Superpuestos) y el Marco de Discusión e Interpretación (Pérdidas, Tensión y Cargabilidad).

Finalmente, los resultados cuantitativos serán interpretados a la luz de los principios teóricos de la operación de sistemas de potencia. Esta discusión buscará explicar el comportamiento observado (ej: la reducción de pérdidas por la localización de la generación, o la aparición de sobrevoltajes por el flujo inverso de potencia) y evaluará si los hallazgos confirmaron o matizaron la hipótesis de investigación planteada.

2.6.3. Evaluación del Impacto y Validación de la Metodología.

La validez de una investigación de simulación se asegura mediante la verificación del modelo (¿se implementó correctamente?) y la validación del modelo (¿representa con precisión el sistema real?) según (Sargent, 2013, p. 15). Sargent desarrolla el marco teórico para V&V en simulación, exigiendo que modelos reproduzcan comportamiento real con error <5% para considerarse válidos. El objetivo de esta etapa será sintetizar los hallazgos del análisis comparativo para emitir un juicio integral sobre el efecto del PSFV Cárdenas 3 y demostrar la eficacia de la metodología empleada. Este proceso se realizará en dos componentes principales:

1. Evaluación Integral del Impacto:

- Procedimiento de Síntesis: Se integrarán los resultados de todos los indicadores de eficiencia (pérdidas, tensión, cargabilidad) para formar una conclusión unificada sobre el comportamiento de la red. Esto implicará ponderar la importancia relativa de cada hallazgo determinando si los beneficios operativos en condiciones nominales justifican las posibles inversiones en mitigación para los escenarios de estrés (ej: una reducción significativa de pérdidas vs. la aparición de sobrevoltajes localizados).
- Contraste con la Hipótesis: Se confrontarán los resultados obtenidos de manera explícita con la hipótesis general planteada en la Introducción. Se determinará si los datos la confirman, refutan o matizan, explicando las razones detrás de esta conclusión.
- Discusión Teórica: Los hallazgos se interpretarán a la luz del marco teórico. Se discutirán las consistencias o discrepancias con lo reportado en la literatura científica sobre integración FV en redes de subtransmisión, buscando explicaciones para los comportamientos observados.

2. Validación de la Metodología Propuesta:

- Criterio de Validación: La metodología se considerará válida y exitosa en la medida en que haya permitido responder de manera clara y sistemática a la pregunta de investigación y a los objetivos específicos planteados.
- Argumentación de la Validez: Se argumentará que la secuencia de fases (caracterización, definición de indicadores, modelado, análisis) y el uso de software especializado (PVsyst, PowerFactory) demostraron ser un procedimiento robusto para cuantificar el impacto y diagnosticar el comportamiento del sistema.
- Evaluación de la Replicabilidad: Se destacará que la metodología, al estar detalladamente documentada y basada en herramientas estándar, es replicable y adaptable para evaluar la integración de otros parques FV en redes similares, constituyendo así un aporte metodológico de la investigación.
- Limitaciones del Enfoque Metodológico: Se reconocerá que la metodología se centra en el estado estacionario y no captura fenómenos dinámicos o transitorios. Esta delimitación será considerada en las conclusiones para sugerir estudios futuros.

2.7. Conclusiones parciales del capítulo.

En síntesis, este capítulo ha establecido un marco metodológico robusto y coherente para el desarrollo de la investigación. Se ha adoptado un enfoque mixto, combinando métodos cualitativos para la caracterización descriptiva del sistema de estudio y métodos cuantitativos para el modelado, simulación y análisis numérico de los indicadores de eficiencia energética. La estrategia se operativiza a través de cuatro fases secuenciales (Caracterización, Definición de Indicadores, Modelado y Simulación, y Análisis de Resultados), las cuales guiarán de manera lógica todo el proceso.

Se han definido con precisión las técnicas (revisión documental, modelado, simulación) y las herramientas (software PVsyst y DIgSILENT PowerFactory) que se emplearán, justificando su selección como estándares en la industria para este tipo de estudios. Asimismo, se han establecido los indicadores de evaluación claves (pérdidas técnicas, perfil de tensiones, cargabilidad) que permitirán realizar un análisis comparativo objetivo entre los escenarios planteados.

En consecuencia, la metodología aquí descrita constituye un plan sistemático y viable que no solo permite abordar el caso de estudio específico del PSFV Cárdenas 3, sino que también puede ser

replicada para evaluar impactos similares en otros proyectos de generación distribuida, cumpliendo así con el propósito de implementar una metodología de evaluación. El siguiente capítulo, ‘‘Aplicación de la Metodología y Análisis del Caso de Estudio’’, estará dedicado a la ejecución práctica de estas fases y a la presentación de los resultados obtenidos.

Capítulo 3 Aplicación de la metodología y análisis de resultados del caso de estudio PSFV Cárdenas 3.

3.1. Introducción al capítulo.

El presente capítulo constituye la materialización práctica del marco metodológico definido en el capítulo anterior. Aquí se aplica de manera integral la estrategia de cuatro fases para evaluar el impacto del Parque Solar Fotovoltaico Cárdenas 3 en la eficiencia energética de la red de subtransmisión de 34.5 kV. Se inicia con la caracterización técnica y el modelado energético del PSFV y la red existente, utilizando los softwares PVsyst y DIgSILENT PowerFactory. Posteriormente, se presentan y analizan de manera comparativa los resultados de las simulaciones de los tres escenarios de estudio definidos: operación base sin el PSFV, operación con inyección normal y el escenario límite de máxima inyección. El análisis se centra en los indicadores de eficiencia preestablecidos, pérdidas técnicas, perfil de tensiones y cargabilidad de activos, con el fin de cuantificar objetivamente el comportamiento del sistema. Finalmente, se discuten integralmente los hallazgos, contrastándolos con la hipótesis de investigación y el marco teórico, lo que permitirá validar la metodología propuesta y extraer conclusiones sólidas sobre la influencia de la generación fotovoltaica en la red.

Fase 1 Aplicada: Caracterización y Modelado del Sistema de Estudio.

3.2. Caracterización y Modelado Energético del PSFV Cárdenas 3.

3.2.1. Ubicación, Premisas de Instalación y Descripción Técnica.

Como resultado de la caracterización técnica y la descripción de los parámetros y elementos descritos en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, en el cual se realiza un análisis del epígrafe 2.3.1 del capítulo 2 y se conforma la (Tabla 3.1) describiéndose los parámetros principales y características técnicas del PSFV y además se muestra la (Fig. 3.1) donde se puede observar la ubicación geográfica del campo solar.

Recurso Solar:

Las (Tablas 3.2 y 3.3) ubicadas en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.1 del capítulo 3, describen cuantitativamente el comportamiento de la insolación solar registrada en los meses del periodo en estudio del PSFV Cárdenas 3 y se muestra el registro de las horas de sol pico de un día típico del mes, es de destacar como se documenta en el epígrafe 2.3.1 del capítulo 2, de la calidad de los parámetros climáticos registrados en el campo solar.

La (Fig. 3.2) ubicada en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.1 del capítulo 3, muestra el esquema típico utilizado en los sistemas de conexión a la red inversor centralizado derivado en 4 por string.

3.2.2. Resultados del Modelado y Simulación en PVsyst. Análisis de los indicadores de desempeño histórico del (2018-2024).

Según la (Tabla 3.4), muestra un histórico del comportamiento de los indicadores principales del PSFV Cárdenas 3. El análisis de los indicadores históricos revela información crítica sobre una tendencia operativa y eficiente, según la norma (IEC 61724, 2017).

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2 del capítulo 3 muestra el comportamiento técnico de los indicadores siguientes: Performance Ratio (PR), Yield específico (kWh/kWp/año), La temperatura del panel, La energía generada. Según la (Tabla 3.4).

Tabla 3.4. Comportamiento indicadores principales del PSFV Cárdenas 3.

Indicadores	PVSyst	Estimada Excel	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PR	0,83	0,76	0,90	0,78	0,77	0,76	0,76	0,76	0,72
Yield (kWh/kWp/año)	1667	1535	759	1727	1588	1654	1618	1611	1473
Irradiación (kWh/m ²)	2010	2032	848	2216	2049	2167	2130	2126	2046
Energía generada EG (kWh/año)	3960	3637	1799	4092	3763	3920	3834	3818	3491
Temperatura ambiente (°C)			36,26	30,97	29,93	29,41	29,45	29,88	29,90
Temperatura panel (°C)			36,26	39,28	37,57	36,34	34,30	38,50	38,55

Tabla 3.5. Tabla matriz comparativa de los indicadores en condiciones diseño-técnico del PSFV.

Indicadores	Datos		
	Fabricante	PVsyst (Modelado)	Reales (2019-2024)
PR	0,88	0,83	0,76
Yield (KWh/KWp/año)	1927	1667	1612
Irradiación (kWh/m ²)	no	2010	2122
Energía generada EG (KWh/año)	4578	3960	3820
Temperatura ambiente (°C)	25	24,1	29,9
Temperatura panel (°C)	50	no	37,4

Interpretación de Tendencia Anual (Estabilidad vs. Degradación) según (Tabla 3.4):

La "degradación acelerada" se refiere a una pérdida anormalmente rápida de la eficiencia del sistema FV en un período corto (de un año). El análisis de la degradación del Performance Ratio (PR) según la (Tabla 3.4), en este caso, se identifica entre el 2023 y 2024, donde la caída del PR fue mucho más pronunciada que en los años anteriores, indicando un posible evento puntual o una aceleración del envejecimiento de los componentes. En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2 del capítulo 3 se muestra la justificación técnica de este elemento que describe la (Tabla 3.4) en: Degradación Acelerada (reducción interanual 2023-2024), el análisis porcentual de los indicadores de desempeño del PSFV (Variación del Performance Ratio (PR) se ilustra la (Fig. 3.3 y 3.4), Variación Interanual del Yield Específico (Fig. 3.5), Relación Radiación-Yield (Eficiencia de Conversión) (Fig. 3.6), Impacto de la Temperatura en el Desempeño (Fig. 3.7).



Figura 3.3 Comportamiento tendencia del indicador formador PR Cárdenas 3.



Figura 3.4 Comportamiento del PR según las categorías diseño-técnico en Cárdenas 3.

Se puede ver en la (Fig. 3.5), donde visualiza el comportamiento del parámetro según en diseño-técnico.

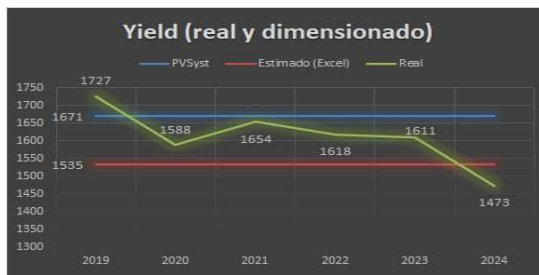


Figura 3.5 Comportamiento del Yield según diseño-técnico del Cárdenas 3.

Se muestra en la (Fig. 3.6) donde visualiza el comportamiento de la relación entre las curvas de los parámetros radiación y Yield.

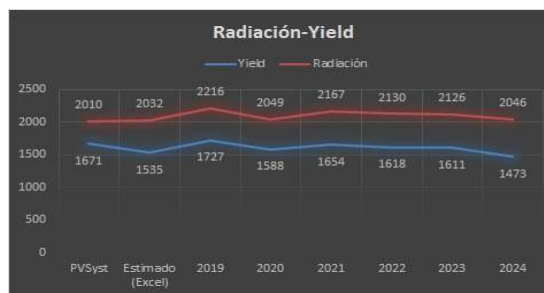


Fig. 3.6 Comportamiento de la relación de los parámetros Radiación-Yield.

Para analizar este indicador de temperatura se muestran dos tablas en (Excel) ver los (Anexos 20 y 21), estas tablas se agrupan mensualmente y con un periodo anual desde el año 2018 hasta el 2023, se puede observar en la (Tabla 3.6) el comportamiento de la temperatura ambiente y temperatura de los paneles en un periodo de años del 2018 hasta el 2023 censadas en el PSFV Cárdenas 3. Y en la (Fig. 3.7) se muestra el comportamiento y la relación entre la temperatura ambiente y la de los paneles.



Figura 3.7 Comportamiento-relación temperatura ambiente y panel Cárdenas 3.

Criterios técnicos:

- La temperatura ambiente es un parámetro de referencia, pero la temperatura del panel es la que realmente afecta el rendimiento.
- En climas cálidos, es fundamental considerar estrategias de disipación térmica: buena ventilación, estructuras elevadas, uso de materiales con alta conductividad térmica o incluso sistemas de enfriamiento pasivo.
- El coeficiente de temperatura debe ser un criterio clave al seleccionar módulos para zonas calurosas.

Tabla 3.6. Temperaturas ambientes y paneles en (c⁰) del PSFV Cárdenas 3.

Temperaturas	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ambiente	36,26	30,97	29,93	29,41	29,45	29,88
Panel	36,26	39,28	37,57	36,34	34,30	38,50

El indicador de energía generada (EG) según la (Tabla. 3.4), muestra el comportamiento en el periodo analizado comparando el Yield y la EG del PSFV Cárdenas 3. En su descripción este indicador se construye en el gráfico de la (Fig. 3.8) donde muestra la energía generada y el parámetro de rendimiento Yield dimensionados contra los valores reales obtenidos según los registros medidos de energía sola del PSFV.

Se trata demostrar que en los años de generación del PSFV, la energía generada se ha comportado muy alejada a la energía estimada, esto se debe fundamentalmente a afectaciones involuntarias dentro de la planta FV o en las redes aéreas de subtransmisión de 34.5 kV.

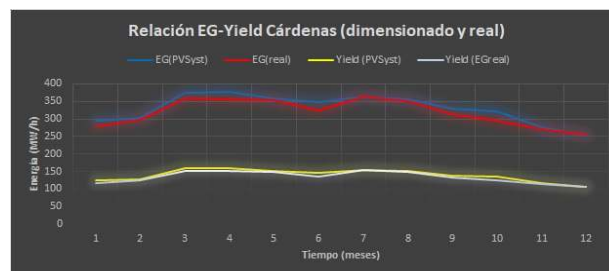


Figura 3.8. Comportamiento energía generada-indicador rendimiento anual (dimensionado/real).

Según el (Anexo 28), se muestran los valores de energía generada por el dimensionado en el software profesional PVsyst, los valores de energía generados estimados obtenidos en la hoja de cálculo Excel, y los valores de energía generada que fueron registrados y contabilizados por el contador multifunción registrados y aportados al SEN. Se observa el cumplimiento anual de la energía generada EG con relación a los valores estimados o teóricos (EE) calculados, están cercanos a los planificado en la mayoría de los años en estudio, esto se demuestra en la (Fig. 3.8), donde se observan dos parejas de curvas mostrando el comportamiento dimensionado contra el real de la EG y el Yield, las curvas muestran un comportamiento similar entre ellas. Es de interés destacar que en los años que la energía generada se ha comportado muy alejada a la energía estimada se debe fundamentalmente a afectaciones involuntarias dentro de la planta FV o por las redes aéreas de subtransmisión de 34.5 kV.

Se puede afirmar de un dimensionamiento en el PSFV relacionados con: eficiencia del sistema en (radiación solar, temperatura, suciedad, sombreado, rendimiento) del PSFV, orientación e inclinación óptima, monitoreo del sistema, pruebas de campos, verificación de datos de fabricantes, análisis de la producción, análisis estadístico, cálculos de factores de rendimientos.

Conclusiones del análisis porcentual:

1. Degradación Acelerada: La reducción del 19.6% en el PR en 6 años sugiere envejecimiento acelerado del sistema.
2. Volatilidad Interanual: Las variaciones superiores al 100% en el Yield específico (2018-2019) destacan la alta dependencia de condiciones climáticas.
3. Brecha de Eficiencia: El sistema opera entre 8-13% por debajo de su potencial teórico, indicando oportunidades de mejora en mantenimiento.
4. Impacto Térmico Crítico: Las pérdidas por temperatura representan aproximadamente 12-16% de la eficiencia potencial anual.

3.2.2.1 Análisis de la degradación anual parámetro de rendimiento (PR) según (Tabla 3.4)

La caída sostenida del PR sugiere pérdidas acumulativas o problemas progresivos. Las causas más probables están relacionadas con: Degradación de los módulos FV Inducida por Potencial (PID Potential Induced Degradation), Inducida por Potencial (PID Potential Induced Degradation), Degradación que combina la luz más altas temperaturas sostenidas (LeTID Light Elevated Temperature Induced Degradation) Ver la (Tabla 3.7), describe las variantes de degradación

existente en los paneles solares, Micro fisuras, Delaminación/Corrosión. En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2.1 del capítulo 3, se detalla más de este tema.

Tabla 3.7. Resumen tipos de degradación de los paneles solares.

Siglas	Cuando ocurre	Efecto principal
PID	Alta tensión mas humedad	Pérdida de potencia
LID	Exposición inicial a la luz	Caída rápida inicial
LeTID	Luz mas alta temperatura	Pérdida progresiva

Como se confirma en la referencia de (Jordan et al. 2021). Este estudio valida metodologías para cuantificar la degradación de módulos FV en campo. Explica cómo factores como PID, micro fisuras y corrosión reducen el PR anualmente como sucede en el Cárdenas 3. Es clave para fundamentar el análisis de la caída del 0.78 (2019) al 0.72 (2024). Y en (García et al. 2024) explican las pérdidas graduales (PID/LeTID), Documenta la degradación por calor (LeTID) en módulos policristalinos en zonas áridas. Explica las pérdidas del PR progresivas no previstas en simulaciones, relevante para la caída sostenida en el Cárdenas 3. La degradación acelerada del PR podría estar vinculada no solo a los módulos, sino también a la eficiencia de los convertidores, cuya tecnología evoluciona rápidamente para mejorar la integración en red (Batzelis & Pal, 2020), y en (Reinoso et al. 2022) contextualiza el problema en climas latinoamericanos. Analiza el PID en plantas latinoamericanas con climas similares al caso en estudio. Muestra pérdidas anuales del (0.5-1.8%) en PR, acumulándose hasta 7% en 5 años (coincide con la tendencia de Cárdenas 3), También la caída del PR subraya la necesidad de prácticas de O&M rigurosas, ya que estudios recientes demuestran que estas pueden mejorar significativamente el rendimiento energético (Mansouri et al., 2023). En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2.1 del capítulo 3, se describe sobre: Problemas en el Sistema de Balance (BOS), Mantenimiento (O&M) Insuficiente, Factores de Diseño/Implementación, Evento Puntual en 2024, perteneciente a los datos mostrados de la (Tabla 3.4). La caída sostenida del PR sugiere pérdidas acumulativas o problemas progresivos, fenómeno también observado en estudios de largo plazo donde la degradación acelerada del PR es atribuida a factores climáticos y técnicos (Dhimish, 2020)

3.2.2.2 Análisis del indicador de Rendimiento anual (Yield) según (Tabla 3.4)

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2.2 del capítulo 3, se puede continuar profundizando del comportamiento del indicador y revela elementos como: Rendimiento detallado en desempeño vs. Expectativas, Análisis de la tendencia al bajo rendimiento del Yield por Degradación Acelerada (2019 → 2024)- Problemas Operativos- Factor 2024 (Caída Brusca).

Esto demuestra un buen rendimiento energético y buena eficiencia en el funcionamiento del emplazamiento del PSFV que se relacionan con las siguientes condiciones: radiación solar, la temperatura, el sombreado, las pérdidas del sistema, optimización de la ubicación y mantener un mantenimiento regular, según se referencia en (Conferencias impartidas en el primer Diplomado sobre fotovoltaicos. 2003).

3.2.2.3 Análisis de la Insolación Solar y Energía Generada (EG) según (Tabla 3.4).

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2.3 del capítulo 3, se puede continuar profundizando del comportamiento del indicador y revela elementos como. La variabilidad interanual de la radiación solar es un factor crítico que impacta directamente la producción de energía FV y desafía la precisión de las proyecciones a largo plazo asegura (Huld & Gracia Amillo, 2015, p. 51). La referencia confirma que las estimaciones iniciales probablemente no capturaron completamente la variabilidad climática local o eventos específicos como (mayor nubosidad o polvo atmosférico en años concretos).

La energía generada no responde proporcionalmente a la radiación, evidenciando pérdidas técnicas, se puede observar en la (Figura 3.9), describe el comportamiento de los parámetros en las categorías de diseño-técnico.

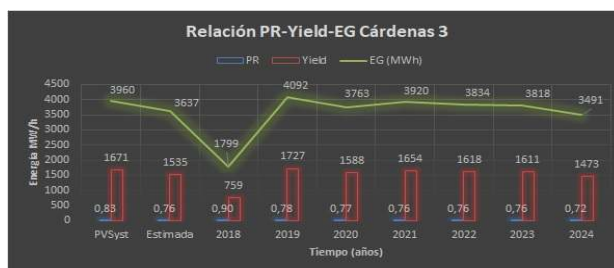


Figura 3.9. Relaciona el comportamiento de los parámetros: PR-Yield-EG Cárdenas 3.

Según la (Tabla 3.8) compara la reducción porcentual acumulada del (2019 hasta 2024) y la tasa anual de degradación para tres parámetros críticos en el parque Cárdenas 3. Su argumentación se puede consultar el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2.3 del capítulo 3,

Tabla 3.8. Tasa anual de degradación comparada entre parámetros.

Parámetro	Reducción (2019-2024)	Tasa Anual
Insolación	-7,7%	-1,3%/ Año
Energía generada	-14,7%	-2,5%/ Año
Eficiencia (η)	-7,5%	-1,25%/ Año

Las causas técnicas se pueden evidenciar en la (Tabla 3.9) y se argumenta sobre el impacto en la eficiencia del PSFV.

Tabla 3.9. Causas técnicas-impacto en la eficiencia del PSFV.

Factor	Impacto en η	Evidencia en Cárdenas 3
Degradación módulos	-4,50%	caída progresiva (2019-2023)
Fallas en Inversores	-2,00%	quiebre abrupto en 2024 (-4,94%)
Suciedad acumulada	-0,80%	reducción constante anual

Esto fundamenta la prueba métrica sobre el campo solar de Cárdenas 3, que no se trata de un problema climático, sino técnico, el parque solar convierte menos radiación en electricidad.

3.2.2.4 Análisis del comportamiento térmico T_a y T_p en el PSFV según (Tabla 3.4).

La correlación negativa entre temperatura del panel y rendimiento está bien documentada en revisiones clásicas, que cuantifican esta dependencia en distintos tipos de módulos (Skoplaki & Palyvos, 2009). En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2.4 del capítulo 3, se puede continuar profundizando del comportamiento del indicador. Según la (Figura 3.10) se obtiene de los datos de temperaturas ambiente y de los paneles mostrados en los (Anexos 20 y 21), esta figura muestra el comportamiento de los parámetros principales del PSFV y sus desviaciones con las temperaturas panel-ambiente. En ella se puede identificar la curva de la

temperatura de los paneles como incide ligeramente y métricamente sobre la curva de la energía generada por el PSFV.

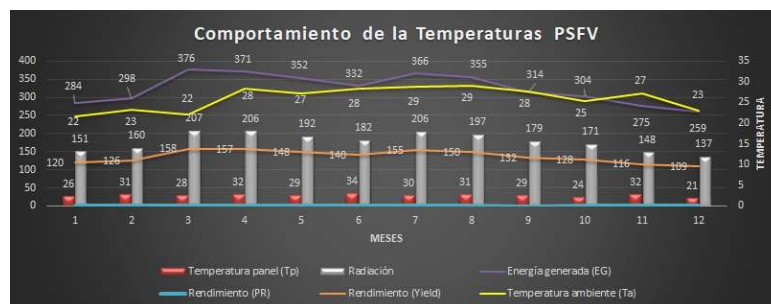


Figura 3.10. Relaciona las temperaturas con los parámetros PR-Yield-Rad-EG del Cárdenas 3.

Esto confirma que los paneles se calientan por encima de la temperatura ambiente debido a la absorción de la radiación, especialmente en horas pico. También en el (Anexo 19) referido al diagrama de pérdidas del parque solar FV simulados en el software PVsyst, se deja claro de un valor del (-11.4%) referido directamente a las pérdidas debido al efecto de las temperaturas sobre los paneles.

Las temperaturas del parque solar de Cárdenas 3 exceden sistemáticamente los valores de diseño por el (PVsyst), con máximas de panel recurrentes mayor de 35°C que impactan la eficiencia. La variabilidad interanual (picos en 2019 y 2023) demanda estrategias adaptativas como: enfriamiento activo o pasivo, selección de módulos con bajos coeficientes térmicos, y monitoreo continuo. La brecha entre modelos y realidad subraya la necesidad de usar datos climáticos locales actualizados en el diseño de plantas FV en el caribe según (Pérez et al., 2020).

Indicadores según los valores mostrados en la tabla matriz comparativa (Tabla 3.5):

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.2.4 del capítulo 3, se puede continuar profundizando. Según la (Tabla 3.5) confirma, que la evaluación del rendimiento de un sistema FV requiere comparar los datos teóricos proporcionados por el fabricante, los resultados simulados-modelados en el PVsyst y los datos reales obtenidos en campo solar. Esta comparación permite identificar discrepancias y factores que afectan la eficiencia del sistema. Se muestra un análisis brevemente de los indicadores clave: Performance Ratio (PR), Yield, Radiación, Energía Generada (EG), Temperatura Ambiente y Temperatura del Panel.

Se confirmó que la comparación numérica evidencia que los datos reales del PSFV están por debajo de las expectativas del fabricante y ligeramente por debajo de las simulaciones del PVsyst.

3.2.3. Resultados del Modelado en PVsyst vs Estimación Excel (Tablas comparativas).

3.2.3.1 Análisis de los resultados obtenidos en PVsyst, según (Anexo 37 A y B).

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.3.1 del capítulo 3, se puede continuar profundizando, se mencionan análisis en la modelación como: Tabla resumen del proyecto, Tabla resumen del sistema, Tabla resumen de resultados, Tabla características del generador FV (Anexo 20), Tabla balances y resultados principales, y Análisis sobre el Rendimiento del sistema.

Análisis de pérdidas de energía según diagrama resultante obtenido en el software PVsyst.

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.3.1 del capítulo 3, se puede continuar profundizando. Según el informe de simulación del proyecto Cárdenas 3 realizado en el software (PVsyst), el diagrama de pérdidas mostró la transición de la energía desde la irradiación incidente hasta la energía inyectada a la red, destacando pérdidas ópticas (antes de la conversión eléctrica) y pérdidas eléctricas sistémicas (durante la conversión y transporte). Los valores indican una eficiencia global del sistema alrededor del 84.85%, es decir se comienza el diagrama con una energía de 4667 MWh y termina el proceso con una energía de 3960 MWh, con una pérdida total de 707.3 kWh lo que representa una pérdida total del 15.14%. Se puede visualizar en el (Anexo 19) y se caracteriza el diagrama como: Pérdidas ópticas (Irradiación del plano receptor), Pérdidas por temperatura son del -11.4%, Pérdidas por Desajustes (-2.15%), Pérdidas Óhmicas en Cableado DC/AC (Óhmicas por Cableado) (-1.13%), Pérdidas del Inversor son del -1.20%.

3.2.3.2 Análisis de los resultados obtenidos modelación rápida en Excel,

Análisis Comparativo: Modelado Excel vs PVsyst vs Datos Reales

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.2.3.2 del capítulo 3, se puede continuar profundizando el desarrollo del epígrafe y sus resultados se muestran en las (Tablas 3.10 y 3.11), donde muestran la comparación de modelados vs realidad y correlación con valores reales (2019-2024).

Conclusiones efectividad por tipo de análisis:

- a) Para estimaciones rápidas de eficiencia (PR): el Excel es altamente efectivo con (error -0.5%) y el PVsyst tiende al optimismo excesivo.

b) Para proyecciones de energía: el PVsyst es más preciso con (error +3.7% vs -4.8%) y el Excel proporciona estimación conservadora útil.

c) Para planificación operativa: Combinar ambos enfoques provee rango realista, el Excel como límite inferior, PVsyst como límite superior.

El modelado simplificado en Excel demuestra suficiente precisión para evaluaciones preliminares de eficiencia, mientras que PVsyst sería esencial para proyecciones detalladas de generación energética (adaptado de Huld et al., 2010, p. 163). Este análisis valida que ambas herramientas tienen su lugar en el proceso de evaluación, siendo complementarias más que excluyentes

3.3. Caracterización de la línea subtransmisión de 34.5 kV y configuración del modelo.

3.3.1. Diagrama unifilar de la red en estudio.

En el capítulo 2 epígrafe 2.3.5 se describe técnicamente las características de la línea MU700 y en los (Anexos 6 y 34) se muestra el monolíneal y el diagrama utilizado por el software PowerFactory.

3.3.2. Parámetros técnicos de la línea, transformador y cargas.

En los (Anexo 30 y 31) se muestran los datos técnicos de la línea de subtransmisión y en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.3.2 del capítulo 3, se puede continuar profundizando sobre el tema: donde muestra la (Tabla 3.12) que resume las características técnicas de los conductores eléctricos instalados en la red de subtransmisión de 34.5 kV y características eléctricas principales. También en la (Tabla 3.13) muestra las cargas registradas en la red tanto de los servicios instalados en el circuito como de la demanda aportada por el PSFV a la red y además se muestran los parámetros de demandas registrados en la red de subtransmisión de 34.5 kV según el aporte de la generación FV del Cárdenas 3.

3.3.3. Análisis de confiabilidad operativa: Aperturas voluntarias e involuntarias.

Apoyado en los (Anexos 25, 26 y 35) sobre la estadística de las aperturas del PSFV en el periodo del 2018 hasta el 2024 se logró una descripción detallada del comportamiento técnico del campo solar Cárdenas 3, y además de la ayuda de la herramienta en la determinación de la variación porcentual de los valores anuales, se logró conformar una interpretación contextual de la información, mostrándose los resultados en las (Tabla 3.14 y 3.15) donde describen en un periodo

del 2018 hasta el 2024 determinando las cantidades de averías anuales y también definiendo las averías y su repetitividad en el PSFV Cárdenas 3, se lleva a un gráfico para visualizar la mejora en la estadística de las averías anuales (Fig.3.11).

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, del subepígrafe 3.3.3 del capítulo 3, se puede continuar profundizando donde se realiza una caracterización de: Sistemas de baja tensión (2018-2020), Refrigeración y electrónica de potencia (2019-2024) patrón crítico, Sistemas de Control y Media Tensión (2021-2023) problemas dominantes y se realiza la interpretación de la variación porcentual.

Del análisis obtenido en el (Anexo 25) justifica la efectividad de la descripción porcentual:

- Escenario evaluación de intervenciones (se valida en el Cárdenas 3 la efectividad del reemplazo de componentes donde disminuye un 60% en el año 2019 con respecto al 2018.
- Escenario identificación de anomalías (se detecta en el Cárdenas 3 picos atípicos más del 400% en el año del 2021.
- Escenario comparación entre periodos (contrasta la estabilidad del 0% en el año 2022 con respecto a la crisis más un 20% en el año del 2023.
- Escenario proyección estratégica (se predice en el Cárdenas 3 el impacto de renovaciones disminuyendo el 83% en el año del 2024.

Sobre el análisis porcentual calculado se pudo comprobar la efectividad en los valores obtenidos donde se obtuvo un éxito en reemplazos (disminuyó el 60% en el 2019), urgencia en renovar baterías (más 20% en el 2023 es igual a 4 fallos absolutos), optimización de inversiones (disminuyó un 83% en el año 2024 tras cambiar los IGBT). Es decir, este análisis es un semáforo técnico señala donde mirar, pero no sustituye el diagnóstico detallado.

3.4 Fase 2 Aplicada: Definición de los Indicadores evaluadores:

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 2 del capítulo 3, se puede continuar profundizando sobre la definición de los indicadores donde se exponen 2 tablas: (Tabla 3.17) muestra un resumen con los valores obtenidos de los indicadores evaluadores en la línea de subtransmisión en 3 escenarios principales y en la (Tabla 3.18) muestra un resumen de los indicadores evaluadores en varias variables comparativas de diseño, técnico y real.

En la (Tabla 3.16) se definen los indicadores evaluadores a analizar en el proceso metodológico.

Tabla 3.16 Indicadores evaluadores a analizar en la red de subtransmisión.

Pérdidas en línea de subtransmisión de 34,5 kV
Pérdidas en el transformador de potencia de la subestación
Comportamiento de la Tensión en la red de subtransmisión de 34,5 kV
Cargabilidad en línea de subtransmisión de 34,5 kV
Cargabilidad en el transformador de potencia de la subestación

Fase 3 Aplicada: Modelado, Simulación y Validación.

3.5. Modelado y Simulación del Sistema en DlgSILENT PowerFactory.

3.5.1. Desarrollo del modelo computacional del PSFV y la Red.

El diagrama unifilar de la línea MU700 de subtransmisión de 34.5 kV construido con la herramienta profesional PowerFactory, se puede observar en el (Anexo 34), También en el (Anexo 6) se muestra el monolíneal empleado por el despacho territorial de Matanzas (DTM) y en los (Anexos 30 y 31) se muestran las tablas con los datos técnicos de la línea (distancia entre tramos de conductor, tipo de conductor, transformadores, y otros) construidas para el software PowerFactory.

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 3 del subepígrafe 3.4.1 del capítulo 3, se puede continuar profundizando sobre la descripción cómo se modeló el PSFV en el PowerFactory (fuente P/Q controlada). Si bien el modelo de inversor como fuente P/Q controlada es válido para este análisis, la literatura clásica recomienda considerar estrategias de control avanzado para optimizar la integración a la red (Blaabjerg et al., 2006).

Modelación de la línea de subtransmisión y el PSFV utilizando el PowerFactory.

Los valores de Potencia Activa definidos en la (Tabla 3.13), donde se muestran los valores de trabajo útil o demandas registrados en la red MU700, se analizan en un periodo de 24 horas con una demanda de 0.55 MW y un valor máximo de 0.64 MW, comparándolo con las características técnicas de los conductores instalados en la línea aérea eléctrica de la (Tabla 3.12), donde se definen los valores de potencias eléctrica admisibles entre los 16 y 25 MW, se observa una baja demanda eléctrica en la red de subtransmisión. En el caso de los valores de la Potencia Reactiva se tienen valores registrados promedios de 0.44 MVar y un valor máximo de 1.31 MVar, estos resultados son valores no deseados eléctricamente y por tanto responden una interrogante **¿Por qué los valores de la potencia reactiva son tan altos?** En la (Fig. 3.13) se muestra el comportamiento de los parámetros de las demandas eléctricas en la línea MU700 obtenidos de los datos de la (Tabla 3.13).

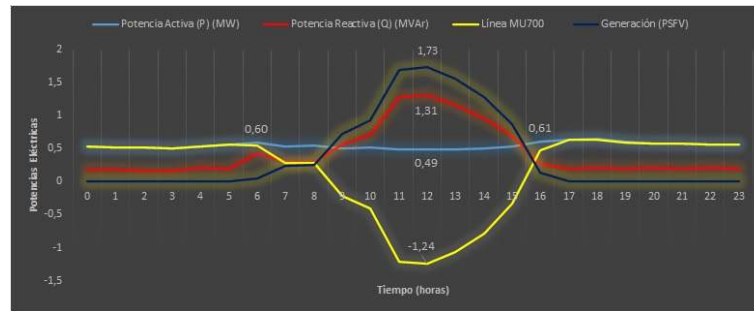


Figura 3.13 Comportamiento parámetros de demandas eléctricas en la línea MU700.

¿Por qué los valores de la potencia reactiva son tan altos? Según la (Fig. 3.13). En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 3 del subepígrafe 3.4.1 del capítulo 3. Se describe la (Fig. 3.13) apoyado en elementos como: Grandes cargas Inductivas, Bajo valor del Factor de Potencia (FP), Falta de Compensación en la red, Comportamiento de la Curva, Cuando la generación FV deja de generar.

3.5.2. Definición y Configuración de los Escenarios de Estudio.

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 3 del subepígrafe 3.4.2 del capítulo 3. Se expone la definición de escenarios consideró combinaciones críticas de generación FV y demanda de carga. El escenario base con (0 MW FV más carga media alta o pico) establece la referencia preexistente; el escenario normal con (2.2 MWp FV más carga media) representa de operación típica; y el escenario límite con (21.8 MWp FV más carga mínima) identifica condiciones de riesgo por flujos inversos. Esta aproximación sigue la metodología de análisis de escenarios críticos recomendada por (Conejo & Baringo, 2018).

3.5.3. Validación de la convergencia de los flujos de carga.

Los datos obtenidos muestran que en los tres escenarios la convergencia se logró en 3 iteraciones, con desbalances residuales mínimos, se puede visualizar en la (Tabla 3.21) donde se muestran todos los datos de la validación obtenidos del software PowerFactory:

- Base sin FV: $\Delta P = 3,13 \times 10^{-5}$ MW (0,00263% del nominal)
- Normal FV 2,2 MW: $\Delta P = 3,00 \times 10^{-5}$ MW (0,00252% del nominal)
- Límite FV 21,8 MW: $\Delta P = 2,32 \times 10^{-5}$ MW (0,00195% del nominal)

El porcentaje de error en todos los casos es inferior a $2,63 \times 10^{-3}\%$, muy por debajo del umbral recomendado.

Los resultados indican una convergencia robusta y eficiente en todos los escenarios. El número constante de iteraciones (3) sugiere que el algoritmo de Newton-Raphson (comúnmente utilizado en flujos de carga) no se ve significativamente afectado por la inyección de potencia FV, incluso en condiciones límite. Según (Saadat, 1999), un bajo número de iteraciones y residuos ínfimos reflejan una buena formulación del problema y una matriz Jacobiana bien condicionada.

El desbalance residual máximo ($3,13 \times 10^{-5}$ MW) es despreciable en términos ingenieriles, ya que representa menos del 0,003% de la potencia nominal (1,19 MVA). Esto cumple ampliamente con los criterios de convergencia establecidos por normas IEEE, que recomiendan tolerancias entre 0,01 y 0,001 MW para estudios de flujo de carga (IEEE Std 399-1997), estos valores representan la tolerancia en la potencia nodal de (P y Q o en la magnitud de voltaje, dependiendo del criterio de convergencia configurado. Se describe con la (Ecuación 3.11). La leve reducción del desbalance en el escenario con mayor FV podría deberse a una mejor distribución de flujos, aunque la diferencia es mínima.

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 3 del subepígrafe 3.4.3 del capítulo 3, se puede continuar con el desarrollo del tema.

Fase 4 Aplicada: Análisis de Resultados y Discusión.

3.6. Análisis Comparativo de los Indicadores de Eficiencia Energética.

3.6.1. Análisis general de Pérdidas de Potencia: Línea y Transformador.

El aumento de pérdidas en la línea durante la inyección masiva de FV refleja la necesidad de aplicar técnicas de reducción de pérdidas, principio fundamental en la planificación de redes de distribución (Chowdhury & Rahman, 1990). En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se muestra la información del epígrafe. Según los valores mostrados en las tablas de los (Anexos 7, 8, 11 y 38) se construyó el gráfico de la (Fig. 3.14) donde muestra la relación entre la demanda de la línea MU700 y las pérdidas registradas, se describen como:

I. Reducción de la demanda en la línea principal En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta:

- Sin el aporte de la generación FV: La demanda máxima en la línea es de 737 kW y la mínima de 553 kW.
- Con el aporte de la generación FV generando máximo de 1359 kW: La demanda máxima en la línea baja significativamente a 698 kW y la mínima se mantiene en 553 kW.

II. Impacto en las pérdidas técnicas. En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta:

- Sin el aporte generación FV: Pérdidas máximas = 33 kW, Pérdidas mínimas = 21 kW.
- Con el aporte generación FV: Pérdidas máximas = 34 kW, Pérdidas mínimas = 21 kW.

Aumento marginal de pérdidas máximas (33 kW - 34 kW): Este es el resultado más contraintuitivo, pero tiene una explicación física clara. Ocurre cuando el parque solar está generando su máximo valor de potencia (1359 kW) y la demanda local es relativamente alta (pero la demanda medida en la línea es solo 698 kW). En este escenario: (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

1. Parte de la generación FV de (1359 kW).
2. El excedente de generación FV de (1359 kW).

1. Flujos bidireccionales y corrientes.
2. Efecto cuadrado ($I^2 \cdot R$)

III. Generación FV máxima (1359 kW) vs. Capacidad instalada (2200 kW): El valor máximo registrado de generación FV (1359 kW) es solo el 61.8% de la capacidad nominal del parque (2200 kW). Esto es totalmente esperado y refleja: (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

- Condiciones de irradiancia, Factor de planta y Pérdidas en el sistema FV.



Figura 3.14 Comportamiento horario de las pérdidas de potencia y demanda neta en la línea MU700 para el escenario normal (2.2 MW)

IV. En el contexto cubano: En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se puede consultar cómo se comporta el indicador de pérdidas.

Línea de subtransmisión: con y sin el aporte de la generación FV escenario Base y Normal.

Para este análisis se confeccionaron las tablas de los (Anexos 11 y 38), donde describen el comportamiento de las pérdidas de potencia en (kW) y en unidad de por ciento (%) en la red eléctrica MU700, se confeccionó en dos instantes, una curva de potencia con el aporte de la generación FV y otra curva de potencia sin el aporte de la generación FV. Además, en la (Fig. 3.15) se muestra la relación y el comportamiento de las curvas de pérdidas en (kW) y en (%) del PSFV. Según la (Tabla 3.17) expone un resumen de los datos en los indicadores evaluadores en sus 3 escenarios principales, del criterio sobre el análisis de pérdidas absolutas, se puede observar que hubo un aumento de pérdidas máximas con la FV de (34 kW con 33.6 kW), esto técnicamente es correcto porque durante las horas de alta generación de FV (mediodía), la inyección masiva de potencia aumenta el flujo de corriente en la línea eléctrica, elevando las pérdidas por efecto Joule ($P_{pérdida} = I^2 \times R$). Cuando los valores de pérdidas superan el 3-6% de la potencia transmitida, se sugiere verificar la capacidad térmica de los conductores y considerar refuerzos en la red. Y según los valores mínimos obtenido en la (Tabla 3.17), que describe una reducción de pérdidas mínimas con la FV (21.7 kW con 21.8 kW), también es técnicamente correcto debido que en las horas de baja demanda (noche), la FV no genera, pero la reducción se explica por una menor corriente total al desplazar la generación convencional con mayores pérdidas aguas arriba.

En el análisis de porcentajes de pérdidas, según los (Anexo 11 y 38) y se documenta en el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3.

Interpretación de la (Fig. 3.16) sobre la diferencia porcentual entre las dos condiciones de pérdidas con FV y sin FV a 2.2 MW horarias:

Este gráfico muestra un comportamiento en forma porcentual y horaria entre las dos curvas de pérdidas del PSFV Cárdenas 3 con generación FV a 2.2 MW, se describe detalladamente su comportamiento para entender la influencia en la red de la generación FV. (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta cada etapa).

1. Análisis de 7:00 AM - 10:00 AM (valores negativos):

2. Análisis al mediodía (máximo positivo +1.39%):

3. Análisis de 4:00 PM - 7:00 PM (valores negativos):

Sugerencias técnicas: (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

1. Optimización de horarios negativos (Anexo 38):

2. Gestión de pérdidas relativa en el mediodía:

3. Las pérdidas absolutas (kW) similares:

4. La inversión del flujo de potencia neto (del sistema local hacia la red principal) durante periodos donde la generación solar local excede la demanda local.

5. El uso de esta potencia neta invertida (negativa) como "Demanda de Referencia".

6. La variabilidad típica de la generación solar y la demanda.

Se puede concluir en el análisis de las pérdidas técnicas en la red eléctrica con y sin el aporte de la generación FV que: los valores de pérdidas en porcentos negativos reflejan el efecto de reducción neta de pérdidas cuando la FV desplaza generación de plantas lejanas, la FV actúa como fuente de generación distribuida, optimizando el flujo de energía y reduciendo pérdidas globales en horarios clave (AM/PM) y se puede mantener como un reto gestionar el aumento de pérdidas locales durante máxima generación (mediodía) con refuerzos o almacenamiento. Es decir, en la tabla del (Anexo 11) describe como se refleja la generación del PSFV que influye en el flujo de la potencia de la línea de subtransmisión alterando las pérdidas técnicas (resistivas) en función de la magnitud y dirección de la corriente. El PSF comienza a generar, pero aún no está en su capacidad máxima. La energía solar cubre parte de la demanda local, reduciendo la corriente que fluye desde la red principal hacia la carga. Menor circulación de corriente en línea (las pérdidas resistivas $I^2 \cdot R$ disminuyen. El valor negativo indica q las pérdidas son inferiores a un valor de referencia como: pérdidas sin generación solar. Por tanto, este análisis confirma que la FV aporta beneficios netos al sistema, pero requiere gestión activa para maximizar su eficiencia.



Figura 3.16 Comportamiento diferencia porcentual entre 2 condiciones: con y sin la FV.

Escenario límite a 21.8 MW:

Según los valores mostrados en los (Anexos 32 y 33), se confeccionaron los gráficos de la (Fig. 3.17 A y B), donde describen el comportamiento y la relación entre las 2 curvas de pérdidas horarias en (kW) y en (%) con y sin la generación FV. Además, se muestra el comportamiento en forma diferencia porcentual en (%) de dichas curvas visualizado en el gráfico (Fig. 3.17 C). En su comportamiento general sobre las pérdidas se observa un fenómeno contraintuitivo pero documentado en sistemas con alta penetración de generación distribuida: las pérdidas totales en la línea aumentan significativamente durante las horas de generación solar, en lugar de disminuir.

Descripción de las pérdidas según gráficos de la (Fig. 3.17 A y B): (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

- Horas sin generación (0-6 h, 19-23 h): Las pérdidas en ambos escenarios son prácticamente idénticas (entre 22.6 y 23.9 kW).
- Horas con generación (7-18 h): Se produce una divergencia extrema entre ambos escenarios.

Relación entre Generación, Demanda y Pérdidas: (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

Análisis de las pérdidas relativas o diferencia porcentual según (Fig. 3.17 C): (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

El presente documento analiza el cambio relativo en las pérdidas de potencia en la línea MU700 ante la inyección de energía desde el PSFV de 21.8 MW. El foco del análisis no es solo las pérdidas técnicas absolutas de la línea, sino también la diferencia porcentual entre dos estados operativos: uno con el PSFV inyectando energía y otro sin dicha generación. Este indicador relativo es crucial para cuantificar la magnitud del impacto que tiene la generación distribuida a gran escala en el comportamiento de las pérdidas del sistema según (Pepermans, Driesen, Haeseldonckx, Belmans, & D'haeseleer, 2005).

1. El análisis se realiza sobre datos horarios de un día típico ver (Fig. 3.17 C): (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

a) Metodología de análisis: Un valor positivo indica que las pérdidas aumentan en el escenario con PSFV y un valor negativo indicaría que las pérdidas disminuyen.

b) Comportamiento del cambio porcentual horario: Período nocturno (0-6 h, 19-23 h), período diurno con generación (7-18 h), máximos absolutos, y la tendencia.

2. Relación entre el cambio porcentual y las variables del sistema (Anexo 32): (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

a) Desproporción entre generación y demanda local y el punto de conexión y perfiles de carga.

3. Interpretación del indicador de cambio porcentual (Fig. 3.17 C): (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

a) No representa la eficiencia de la línea, es un indicador de sensibilidad y la señal de un posible problema de planeamiento.

Conclusiones:

1. El indicador de cambio porcentual revela que el diseño actual del sistema de distribución (punto de conexión, capacidad de la línea) es altamente sensible a la integración de esta planta FV a gran escala, lo que resulta en una operación mucho menos eficiente para esta línea en particular durante el día.

2. La causa raíz es el gran desbalance entre la generación inyectada (21.8 MW) y la demanda local de la línea (0.7 MW máximo). Esto genera flujos de potencia inversos de alta magnitud que elevan las pérdidas por efecto Joule.

3. El beneficio global del sistema (reducción de pérdidas en niveles de subtransmisión, desplazamiento de generación fósil) podría seguir siendo positivo. Sin embargo, a nivel de la línea de distribución MU700, el impacto local es negativo en términos de eficiencia.

4. El cambio porcentual extremadamente alto en las pérdidas es consecuencia de la gran desproporción entre la generación FV y la demanda local, que genera fuertes flujos de potencia reversos, los cuales elevan las pérdidas de forma cuadrática en comparación con el escenario base de solo demanda.

En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se pueden ver las (Fig. 3.17) Pérdidas técnicas en (kW) A, pérdidas técnicas en (%) B, y diferencia porcentual en (%) con y sin la generación FV de 21.8 MW.

Transformador de potencia en la subestación: con y sin el aporte de la generación FV.

Escenario: Base y Normal: Según los valores mostrados en la tabla del (Anexos 12) sobre el comportamiento de las pérdidas en el transformador, según la (Tabla 3.17) donde se muestra este

criterio comparándose en 3 escenarios principales, y según el (Anexo 12) se construyó un gráfico la (Fig. 3.18) donde se visualiza el comportamiento entre las curvas de pérdidas de potencia en el transformador de la subestación y la relación sobre la diferencia porcentual entre las curvas. Se describe como:

a) Comportamiento general de pérdidas:

Horas sin generación FV (0-6 h y 21-23 h):

- Pérdidas prácticamente idénticas en ambos escenarios (diferencias < 0.001 kW).
- Mínimo de pérdidas: 29.274 kW (a las 3 h), tanto con FV como sin FV.

Esto indica que, sin generación solar, el sistema se comporta de manera similar, y las pérdidas dependen básicamente de la carga base.

Horas con generación FV (7-20 h):

- Pérdidas sistemáticamente menores en el escenario con FV.
- La mayor reducción absoluta se presenta al mediodía, coincidiendo con el pico de generación FV.

Ejemplos destacados:

- Hora 12: Generación FV = 1309.997 kW; pérdidas con FV = 36.921 kW, sin FV = 41.546 kW reducción de 4.625 kW.
- Hora 13: Generación FV = 1359.997 kW; pérdidas con FV = 32.925 kW, sin FV = 37.164 kW reducción de 4.239 kW.
- Hora 17: Generación FV = 660.000 kW; pérdidas con FV = 49.897 kW, sin FV = 52.928 kW reducción de 3.031 kW.

b) Valores Extremos:

- Pérdidas máximas: Con FV: 49.897 kW (a las 17 h) y Sin FV: 52.928 kW (a las 17 h). La generación FV reduce las pérdidas máximas en 3.031 kW (5.7%).
- Pérdidas mínimas: Con FV: 29.274 kW (a las 3 h), Sin FV: 29.274 kW (a las 3 h) y Sin efecto de la FV durante la noche.

c) Reducción de pérdidas vs. generación FV: La reducción de pérdidas no es estrictamente proporcional a la generación FV, debido a la variación de la carga del sistema. Sin embargo, se observa una correlación positiva: a mayor generación FV, mayor reducción de pérdidas, especialmente en el rango de 900–1350 kW de generación, donde las reducciones superan los 4 kW.

Análisis porcentual de las pérdidas en transformador con y sin generación FV en 2.2 MW.

Los valores en este escenario son predominantemente negativos, con variaciones significativas durante las horas de generación solar, se utilizó para obtener estos valores la (Ecuación 3.14), se visualiza en la (Fig. 3.18):

Diferencia % = $(\text{Pérdidas con FV} - \text{Pérdidas sin FV} / \text{Pérdidas sin FV}) * 100$ (ecuación 3.14)

Interpretación de los signos en el gráfico: (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

- Valor negativo: indica reducción de pérdidas con FV respecto al caso sin FV.
- Valor positivo: no presente en estos datos, indica aumento de pérdidas con FV respecto al caso sin FV.
- Valor = 0: No hay cambios significativos, típico cuando la generación FV es nula o desaparece.

Conclusiones:

1. La generación FV reduce efectivamente las pérdidas en el transformador de 25 MVA durante las horas de irradiación solar.
2. La máxima reducción ocurre en horas de alta generación FV (mediodía), alcanzando valores de hasta 4.6 kW por hora.
3. En horas sin generación FV, no hay impacto apreciable en las pérdidas.
4. El beneficio total diario en pérdidas evitadas es considerable, contribuyendo a una operación más eficiente del sistema de distribución.
5. Se recomienda extender el análisis a un periodo más largo y considerar perfiles de carga variables para cuantificar el ahorro anual.

Escenario límite a 21.8 MW:

Según el (Anexo 39) describe un análisis técnico del comportamiento de las pérdidas en el transformador de potencia de la subestación con y sin el aporte de la generación FV a aporte límite de generación, y de esta se construyó el gráfico de la (Fig. 3.19) donde visualiza la relación y comportamiento de las curvas de pérdidas en el transformador en (kW) con y sin la generación FV y el análisis sobre la diferencia porcentual entre las curvas en (%), además en la (Tabla 3.17) se puede ver el comportamiento de este indicador en los 3 escenarios principales.

Resultados:

- Sin generación FV (horas 0–6 y 19–23): La generación FV es 0 kW, y las pérdidas con y sin FV son muy similares, con diferencias porcentuales entre -0.0005% y -0.0006%. Esto indica que,

sin generación solar, la presencia de la línea MU700 no tiene un impacto significativo en las pérdidas o podría estar introduciendo leves variaciones en el flujo de potencia que resultan en pérdidas marginalmente menores en el escenario con FV. Estas diferencias son despreciables y pueden atribuirse a ruido numérico en los cálculos de flujo de carga (Gómez-Expósito et al., 2018).

- Con generación FV (horas 7–18): La generación FV varía desde 1525.99 kW hasta 21799.98 kW con (21.8 MW). Las pérdidas con FV son menores que sin FV en todas las horas, con diferencias porcentuales significativamente negativas que oscilan entre -6.36% y -52.62%. La magnitud de la reducción porcentual no es lineal con la generación FV, sino que depende de la interacción entre la generación inyectada y el perfil de carga en cada hora.

Ejemplo sobre el comportamiento destacado según los horarios del gráfico: (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

¿Por qué los valores son negativos en el gráfico? (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.1 del capítulo 3, se argumenta).

3.6.2. Análisis del Perfil de Tensión y Estabilidad.

Comparación de Escenarios: Base, Normal (2.2 MW) y Límite (21.8 MW):

Según el epígrafe 2.4.2 del capítulo 2 se argumenta como se conformaron las tablas de los (Anexos 9 y 10). Para esta interpretación se intencionó mostrar la descripción en 2 etapas: la primera es ver la tensión a la salida del punto de suministro del PSFV relaciona el (Anexo 9) y las (Fig. 3.20 A y B) y como segunda etapa es ver la tensión en el nodo más alejado al final de la línea relaciona el (Anexo 10) y las (Fig. 3.21 A y B). En ambas figuras se visualiza el comportamiento de la tensión en 3 escenarios diferentes de generación FV y el comportamiento sobre la diferencia porcentual entre las curvas de tensión. Además, se mostró una descripción técnica por la semejanza entre el resultado de las curvas entre las (Fig. 3.20 y 3.21). También se puede observar en la (Tabla 3.17) el resumen de los indicadores evaluadores, específicamente los de tensión comparados en 3 escenarios principal.

Tensión en la salida del punto de suministro con FV del PSFV según (Anexo 9) y (Fig. 3.20 A-B): (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.2 del capítulo 3, se argumenta).

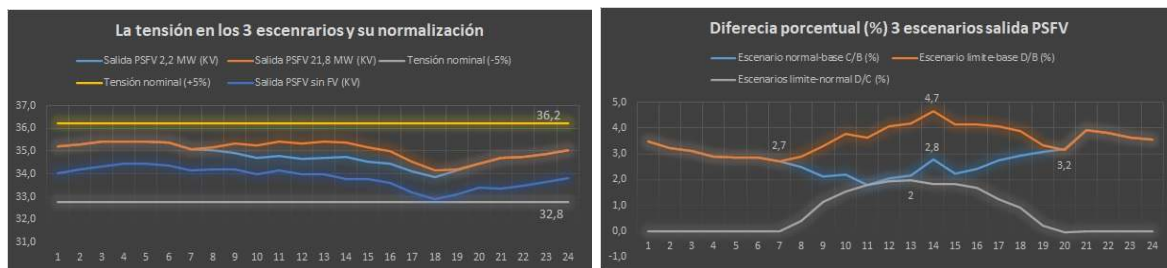


Figura 3.20 (A) Tensión en 3 escenarios valores máx. y min, (B) diferencia porcentual.

Tensión en el nodo más alejado al final línea del suministro con FV (Anexo 10) y (Fig. 3.21 A-B):

1. Perfil temporal de tensión sin FV: La tensión base muestra variaciones típicas de un sistema de distribución, con valores entre 32.86 kV (hora 18) y 34.43 kV (hora 5). Este perfil refleja los cambios en la demanda a lo largo del día, donde las tensiones más bajas coinciden con horas de alta carga y las más altas con períodos de baja demanda. Como señala (Kundur, 1994), "el perfil de tensión en sistemas de distribución está directamente relacionado con los patrones de carga y la impedancia de las líneas". Se muestra (Fig. 3.21 A).

2. Impacto de la inyección FV. (Fig. 3.21 A):

La incorporación de generación FV eleva significativamente la tensión en todos los casos:

- Con 2.2 MW: Los valores oscilan entre 33.83 kV (hora 18) y 35.42 kV (horas 4-5).
- Con 21.8 MW: Los valores varían entre 34.14 kV (hora 18) y 35.42 kV (horas 1-7).

La diferencia entre ambos escenarios es más pronunciada en las horas centrales del día (8-16), donde la generación FV presumiblemente es máxima. En estas horas, la tensión con 21.8 MW supera consistentemente a la de potencia con 2.2 MW, con diferencias de hasta 0.73 kV (hora 11). Sin embargo, en horas nocturnas (20-24) y primeras horas (1-7), las tensiones son casi idénticas, lo que sugiere que la generación FV real podría ser similar en ambos casos o que existen mecanismos de regulación que limitan el aumento de tensión (IEEE, 2018). (Fig. 3.21 A).

3. Cumplimiento de límites reglamentarios: Todos los valores de tensión se mantienen dentro de los límites establecidos (32.77-36.23 kV), aunque con la potencia de 21.8 MW se aproximan peligrosamente al límite superior en varias horas. Por ejemplo, en la hora 5, la tensión alcanza 35.42 kV, dejando solo 0.81 kV de margen hasta el límite de 36.23 kV. Esta proximidad justifica el análisis detallado del impacto de grandes inyecciones FV en la estabilidad de tensión (CIGRÉ, 2016). (Fig. 3.21 A).

4. Análisis de las diferencias porcentuales en cada escenario se visualiza en la (Fig. 3.21 B). En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.2 del capítulo 3, se argumenta.

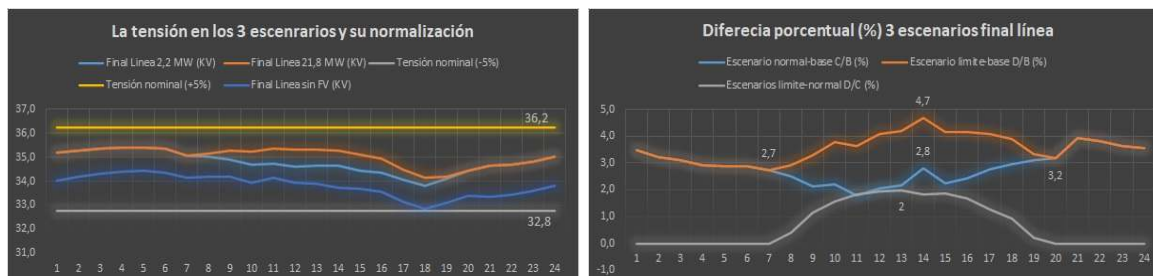


Figura 3.21 (A) la tensión en 3 escenarios y valor máx. y min, (B) diferencia porcentual.

Conclusiones:

El análisis de los tres escenarios revela que la integración de generación FV produce aumentos significativos de tensión en la salida del PSFV y en nodo al final de línea, con comportamientos no lineales respecto a la potencia inyectada. Mientras que 2.2 MW aumentan la tensión aproximadamente 3.2% manteniéndose dentro de los márgenes reglamentarios en promedio, la FV con 21.8 MW producen solo 0.4% adicional, evidenciando la acción de mecanismos de regulación y la robustez de la red.

Las diferencias porcentuales más marcadas durante las horas centrales del día destacan la importancia de considerar la variabilidad temporal en los estudios de integración renovable en puntos de conexión críticos. Aunque actualmente se cumplen los límites reglamentarios, la creciente penetración FV podría requerir refuerzos en la infraestructura o controles más avanzados para mantener la calidad del suministro.

Finalmente, este análisis subraya la utilidad de comparar múltiples escenarios para evaluar la capacidad de integración de renovables en puntos de conexión específicos, proporcionando información valiosa para la planificación y operación de sistemas de distribución con alta penetración de generación distribuida. Según la referencia la metodología empleada comparar curvas de tensión con y sin FV es una práctica estándar en estudios de integración de renovables (Pérez-Arriaga, 2013; REE, 2022).

Descripción por la semejanza entre las curvas mostradas en los gráficos de tensión (Fig. 3.20 y 3.21): (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.2 del capítulo 3, se argumenta).

3.6.3. Análisis de cargabilidad en por ciento (%): Línea y Transformador.

Comparación entre escenarios en línea: Base, Normal (2.2 MW) y Límite (21.8 MW):

Según datos mostrados en las tablas de los (Anexo 40 y 42) se confirmó el comportamiento de la cargabilidad de la línea eléctrica MU700 y de la diferencia porcentual entre las curvas de sus 3 escenarios principales, basado en los valores anteriores se construyeron los gráficos de las (Fig. 3.22 A y B). También en la (Tabla 3.17) sobre los indicadores evaluadores se pueden visualizar el comportamiento de este criterio en sus escenarios.

Análisis por escenario se puede observar la (Fig. 3.22 A):

- Escenario Base sin FV: La cargabilidad fluctúa entre 2.5% y 3.4% a lo largo del día, con picos en las horas 18-19 (alrededor de 3.4%). Esto indica que la línea opera muy por debajo de su capacidad máxima, lo que es típico en sistemas sin generación distribuida. La variación refleja los patrones de demanda convencionales, con aumentos moderados durante las horas de mayor consumo.
- Escenario Normal con FV de 2.2 MW: Se observa un impacto significativo de la generación FV durante las horas de radiación solar (aproximadamente de 6 a 18 horas). La cargabilidad aumenta, alcanzando picos de 8-9% entre las 11 y 14 horas. Esto se debe a la inyección de energía FV, que fluye por la línea hacia los puntos de consumo o interconexión. Fuera de estas horas, la cargabilidad es cercana a cero, ya que no hay generación FV. Este escenario muestra que, con una penetración moderada de FV, la línea puede manejar los flujos de potencia sin sobrepasar su capacidad, aunque se requiere monitoreo para garantizar estabilidad.
- Escenario Límite con FV de 21.8 MW: La cargabilidad presenta aumentos drásticos durante el día, superando el 100% entre las 11 y 14 horas (con un máximo de 114.74% a las 13 horas). Esto indica que la línea está sobrecargada, lo que puede provocar problemas técnicos como sobrecalentamiento, caídas de tensión, envejecimiento acelerado del equipo, y riesgos de fallas. Este escenario resalta la necesidad de medidas de gestión, como refuerzo de la línea, control de la generación, o integración de sistemas de almacenamiento.

Aspectos a tener en cuenta en la cargabilidad: (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.3 del capítulo 3, se argumenta): Impacto en las pérdidas técnicas, Consideración de escenarios futuros con almacenamiento, Análisis de margen de reserva para contingencias, Estudio de armónicos y calidad de potencia e impacto ambiental y económico indirecto

Análisis sobre las diferencias porcentuales entre escenarios de cargabilidad según (Fig. 3.22 B):

Este enfoque permite cuantificar el impacto marginal de la incorporación de FV en la cargabilidad de la línea, siendo un indicador directo de la reducción de demanda neta en el punto de análisis.

La fórmula empleada sigue el principio estándar de análisis de sensibilidad relativa (Melián et al., 2020), donde la variación porcentual se calcula como:

$$\Delta \% = (V_{\text{referencia}} - V_{\text{comparado}} / V_{\text{referencia}}) * 100 \text{ (ecuación 3.15)}$$

1. Interpretación de los resultados por tipo de comparación. (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.3 del capítulo 3, se puede continuar con la justificación del tema y donde se mencionan elementos tratados en: Base-Normal, Base-Límite y Normal-Límite. También se mencionan la implicaciones operativas y técnicas tratando a: Gestión de congestión, Planificación de refuerzos de red, Valor de capacidad de la línea y por último tratan los criterios de evaluación aplicados: Consistencia física, Límites operativos, Continuidad temporal y Comparabilidad.

Estos resultados deberían utilizarse para optimizar el despliegue de FV considerando límites térmicos de líneas, estabilidad de voltaje, y para diseñar mecanismos de control de flujos reversos que maximicen la integración renovable sin comprometer la seguridad del sistema.

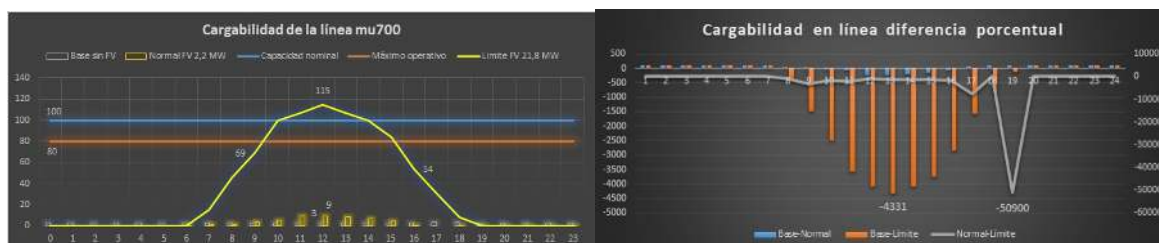


Figura 3.22 Cargabilidad en línea eléctrica con 3 escenarios (A) y diferencia porcentual entre sus escenarios (B).

Comparación de escenarios en transformador: Base, Normal (2.2 MW) y Límite (21.8 MW):

Según los datos de la tabla del (Anexo 13) se confirmó el comportamiento de la cargabilidad en el transformador de potencia de la subestación con potencia de 25 MVA 110/34.5 kV y de la diferencia porcentual entre las curvas de sus 3 escenarios principales, basado en los valores anteriores se construyeron los gráficos de las (Fig. 3.23 A y B). También en la (Tabla 3.17) sobre

los indicadores evaluadores se puede visualizar el comportamiento de este criterio en sus escenarios.

1. Análisis por Escenario y Efecto de la FV (Fig. 3.23 A):

a) Escenario Base: Muestra la curva de demanda tradicional, con pico diurno (hora 16: 53.13% y hora 17: 60.30%) y valle nocturno. En ningún momento se supera el 70% (máximo 60.30%), lo que indica una subutilización del transformador en condiciones base. Esto concuerda con lo observado por (Morales y Rodríguez, 2021), quienes señalan que muchos transformadores en Cuba operan con márgenes holgados en escenarios sin generación distribuida.

b) Escenario Normal con FV 2.2 MW: Se observa una ligera reducción de la carga neta durante las horas de generación solar (aproximadamente 7:00 a 18:00). La reducción máxima ocurre a las 13:00 (de 44.80% a 39.70%, una reducción del 11.5%), muestra una máxima de 57.7%. El efecto es beneficioso ya que reduce la carga en horas pico diurnas, aumentando el margen de operación. Como indica (IEEE Std C57.91, 2011), la reducción de la carga operativa disminuye la temperatura de trabajo y alarga la vida útil del aislamiento.

c) Escenario Límite con FV 21.8 MW: Aquí el efecto de la FV es drástico y en el transformador se observan fenómenos críticos:

1. Reducción extrema de carga neta en horas centrales: a las 9:00 la carga cae al 19.62% (reducción del 55.2% vs. base).

2. Posible flujo de potencia inverso (negative load): Los valores muy bajos (17.90% a las 8:00) sugieren que la generación FV local podría estar satisfaciendo casi toda la demanda de la subestación y exportando a la red de 110 kV.

3. Rampas de carga pronunciadas: Entre las 7:00 y 8:00, la carga neta cae de 31.63% a 17.90% (una rampa del -13.73% en una hora). Estas variaciones bruscas generan estrés térmico y mecánico en el transformador, acelerando el envejecimiento (Guerra & Pérez, 2019).

2. Análisis sobre las reducciones porcentuales (Fig. 3.23 B): (En el (Anexo 50) referido al informe técnico dirigido a la OBET, de la fase 4 del subepígrafe 3.5.3 del capítulo 3, se puede consultar sobre el tema.

Conclusión y análisis de la Tabla (Fig. 3.23):

a) La FV a pequeña escala (2.2 MW) tiene un efecto netamente positivo, reduce ligeramente la carga sin introducir riesgos operativos.

- b) La FV a gran escala (21.8 MW) presenta efectos duales, beneficio principal: reduce drásticamente la carga máxima, liberando capacidad del transformador y riesgos potenciales: puede causar operación a carga extremadamente baja (<20%), lo que es ineficiente y puede afectar la regulación de tensión. Además, induce rampas bruscas al amanecer y atardecer que aceleran el envejecimiento por estrés térmico cíclico.
- c) El transformador de 25 MVA, con los datos presentados, no se observa sobreexigido en ningún escenario, ya que muestra valores de carga máxima (60.3% en base) está muy por debajo de su capacidad nominal. El "efecto negativo" de la FV, por tanto, no se manifiesta como sobrecarga, sino como operación ineficiente y ciclado térmico en el escenario límite.

Recomendación final: Para declarar un impacto neto, se deben cuantificar los riesgos (pérdidas por baja carga, costo de ciclado térmico) versus los beneficios (diferimiento de inversiones por capacidad liberada). El análisis sugiere que existe un punto óptimo de penetración FV entre 2.2 MW y 21.8 MW que maximiza los beneficios y minimiza los riesgos.

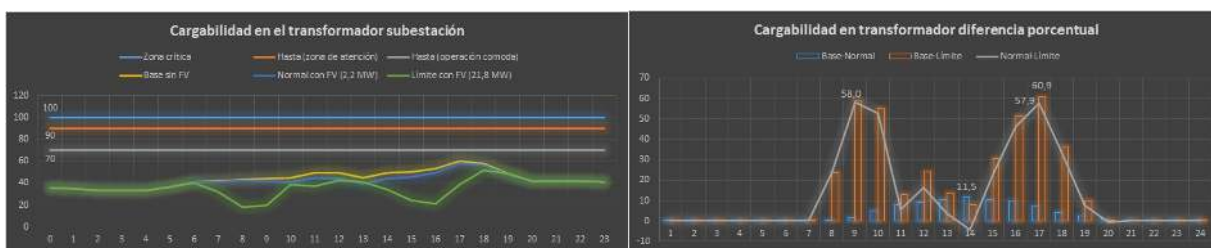


Figura 3.23 Cargabilidad en el transformador subestación con 3 escenarios (A) y diferencia porcentual entre sus escenarios (B).

3.7. Discusión integral de resultados.

La aplicación de la metodología propuesta al caso del PSFV Cárdenas 3 ha generado un conjunto de hallazgos que, integrados, permiten una comprensión profunda del impacto de la generación FV distribuida en la eficiencia energética de la red de subtransmisión de 34.5 kV. Esta discusión sintetiza y contextualiza los principales resultados, contrastándolos con el marco teórico y la hipótesis inicial, a la vez que explora sus implicaciones prácticas y teóricas.

3.7.1. Evaluación del impacto del PSFV Cárdenas 3 en la eficiencia de la red.

El análisis comparativo de los tres escenarios simulados revela un impacto dual y dependiente de la magnitud de la penetración FV. En condiciones normales de operación (inyección de 2.2 MW), el PSFV Cárdenas 3 ejerce un efecto netamente positivo sobre la eficiencia energética de la red. Se confirma una reducción significativa de las pérdidas técnicas tanto en la línea MU700 como, especialmente, en el transformador de la subestación, donde las pérdidas máximas disminuyeron en aproximadamente 5.7%. Este hallazgo se alinea con el principio establecido por (Keane & O'Malley, 2005; Ackermann et al., 2005) de que la generación distribuida, cuando está bien ubicada y dimensionada, puede reducir las pérdidas al acercar la fuente de generación a los puntos de consumo, minimizando los flujos de potencia de larga distancia y las correspondientes pérdidas por efecto Joule ($I^2 \cdot R$). La generación distribuida, cuando está bien ubicada y dimensionada, puede mejorar la eficiencia del sistema, tal como se establece en textos fundamentales sobre su integración (Bollen & Hassan, 2011).

Paralelamente, se observa una mejora general del perfil de tensiones en la red. La inyección de potencia activa cerca de la carga compensa las caídas de tensión, elevando los perfiles de voltaje tanto en el punto de conexión como en el nodo más alejado, manteniéndolos dentro de los límites reglamentarios (32.77-36.23 kV) pero más cercanos al valor nominal. Este comportamiento es consistente con los modelos de flujo de potencia que predicen un aumento de tensión en el punto de acoplamiento ante la inyección de potencia activa, efecto que se atenúa a lo largo de la línea debido a su impedancia (Kundur, 1994).

Sin embargo, el escenario límite (21.8 MW) expone los límites de la capacidad de hospedaje de la red existente. El análisis desvela una inversión del impacto en las pérdidas de la línea: mientras las pérdidas en el transformador siguen reduciéndose drásticamente (hasta un 52.6%), las pérdidas en la línea MU700 se disparan, alcanzando un máximo de 409.47 kW, más de 12 veces su valor en el escenario base. Este fenómeno contraintuitivo, pero bien documentado (CIGRÉ TB 575, 2014; Ackerman, Söder, & Kling, 2007; Katiraei et al., 2007) ocurre cuando la generación distribuida masiva genera fuertes flujos de potencia reversos. La energía excedentaria (diferencia entre los 21.8 MW generados y los 0.7 MW de demanda local) debe ser evacuada aguas arriba, generando corrientes elevadas que incrementan las pérdidas de forma cuadrática. Esto confirma que los beneficios en pérdidas no son monótonos y pueden convertirse en penalizaciones cuando la

generación excede significativamente la demanda local, sobrecargando los conductores diseñados para flujos unidireccionales.

En cuanto a la cargabilidad de los activos, se identifican también efectos divergentes. La línea experimenta una sobrecarga crítica (mayor del 100%) en las horas pico de generación del escenario límite, indicando un claro cuello de botella y un riesgo operativo que demandaría refuerzo de la infraestructura. Por el contrario, el transformador ve aliviada su carga de manera sustancial, operando incluso por debajo del 20% de su capacidad en dicho escenario. Si bien esto aumenta su margen de vida útil, plantea el desafío de la operación ineficiente a carga muy baja, donde las pérdidas fijas (de vacío) representan una fracción mayor de la energía transitada, y puede complicar la regulación de tensión (Guerra & Pérez, 2019). En conjunto, estos resultados validan que la eficiencia energética global del sistema mejora con una penetración FV moderada, pero una integración masiva sin adaptaciones de red puede trasladar las ineficiencias y los riesgos a otros componentes, requiriendo un análisis sistémico. La metodología de escenarios utilizada se alinea con las guías técnicas internacionales para evaluar la integración de generación distribuida en redes de distribución (CIGRÉ, 2014).

3.7.2. Contrastación de resultados con la hipótesis y el marco teórico.

La hipótesis de trabajo planteada predecía que la metodología de simulación permitiría cuantificar una mejora significativa de la eficiencia energética en condiciones normales, pero también identificar problemas de sobrevoltaje y subutilización en un escenario de estrés. Los resultados obtenidos confirman parcialmente y amplían esta hipótesis.

Se confirma plenamente la mejora de la eficiencia en operación normal (2.2 MW), cuantificada mediante la reducción de pérdidas y la mejora del perfil de tensiones, tal como se fundamentaba en la literatura sobre los beneficios de la generación distribuida (Masters, 2013). Asimismo, se identifican los riesgos asociados a la máxima penetración (21.8 MW), aunque su naturaleza difiere ligeramente de lo previsto. En lugar de sobrevoltajes generalizados que violaran los límites reglamentarios, se observa que el sistema de regulación automática (posiblemente transformadores con cambio de tomas, OLTC) logra contener las tensiones dentro del rango permitido, aunque se aproximan peligrosamente al límite superior. Este hallazgo subraya la importancia de considerar los dispositivos de control existentes en los modelos, como sugiere (CIGRÉ, 2016), (CIGRÉ TB 742, 2018) y (IEEE 1547-2018).

El riesgo crítico identificado no fue tanto el sobrevoltaje, sino la sobrecarga de la línea y el aumento desproporcionado de sus pérdidas, un fenómeno descrito por (Pepermans et al., 2005; Jenkins et al., 2010; Katiraei et al., 2007) para redes con alta penetración de FV. Los beneficios en reducción de pérdidas coinciden con lo establecido en la literatura clásica sobre generación distribuida, que destaca su potencial para optimizar flujos de potencia (Pepermans et al., 2005). Adicionalmente, se cuantificó la subutilización extrema del transformador, otro aspecto predicho en la hipótesis. Estos resultados enriquecen el marco teórico inicial, demostrando que el impacto de la FV no se limita a la calidad de la tensión, sino que redistribuye los flujos de potencia de manera compleja, afectando diferencialmente a cada componente de la red. La metodología propuesta, al emplear software especializado (PVsyst y PowerFactory), demostró ser capaz de capturar estas dinámicas complejas, validando su utilidad como herramienta de análisis predictivo, tal como defienden (Bletterie et al., 2014) para la planificación de redes con renovables.

3.7.3. Limitaciones del estudio y observaciones:

A pesar del rigor aplicado, el estudio presenta limitaciones inherentes que deben reconocerse para una correcta interpretación de los resultados y como guía para trabajos futuros. La degradación acelerada identificada subraya la necesidad de prácticas de O&M rigurosas, ya que estudios recientes demuestran que estas pueden influir significativamente en el rendimiento y la vida útil de los sistemas FV (Mansouri et al., 2023).

- 1. Modelado estático vs. dinámico:** El análisis se basó en flujos de carga en estado estacionario (PowerFactory). Si bien esto es válido para evaluar eficiencia y perfiles de tensión en condiciones normales, no captura fenómenos dinámicos como las variaciones rápidas de generación FV (rampas) debidas al paso de nubes, ni su impacto en la estabilidad transitoria o de frecuencia de la red. Estudios dinámicos serían necesarios para evaluar completamente la seguridad del sistema, especialmente ante la alta penetración del escenario límite (Kundur, 1994), (IEEE PES, 2020).
- 2. Representación de controles avanzados:** El modelo del inversor FV se configuró principalmente como una fuente de P/Q controlada. No se exploraron en profundidad estrategias de control avanzado (como curvas volt-var, volt-watt, o soporte de frecuencia) que los inversores modernos pueden ofrecer para mejorar la resiliencia de la red. Su implementación podría mitigar algunos de los riesgos identificados, como los picos de tensión (IEEE Std 1547-2018), (Blaabjerg et al., 2018).

3. Agregación de cargas y generación: Las cargas de la red se modelaron como perfiles agregados en puntos de conexión. Un modelo más granular, que distribuya las cargas a lo largo de la línea, podría proporcionar una visión aún más precisa de los perfiles de tensión y de los puntos críticos de sobrecarga.
4. Validación con mediciones en tiempo real: La validación del modelo se realizó contrastando con datos históricos de generación y parámetros de diseño. Una validación más robusta implicaría la comparación simultánea de los resultados de simulación con un conjunto exhaustivo de mediciones en tiempo real (tensiones, flujos de potencia) en múltiples puntos de la red bajo diferentes condiciones operativas.
5. Análisis económico: El estudio se centró en indicadores técnicos de eficiencia. Una extensión natural y valiosa sería incorporar un análisis económico que cuantifique el valor monetario de la reducción de pérdidas, el diferimiento de inversiones en capacidad, y los costos asociados a las posibles necesarias (refuerzo de línea, sistemas de control), para evaluar la rentabilidad integral de la integración FV.

Estas limitaciones no invalidan los hallazgos principales, pero delínean el camino para una investigación más comprehensiva. El estudio cumple su objetivo de proporcionar una evaluación metodológica robusta y replicable del impacto a nivel de eficiencia en estado estacionario, sentando una base sólida para análisis más complejos.

3.8. Conclusiones parciales del capítulo.

La aplicación sistemática de la metodología de cuatro fases al caso de estudio del PSFV Cárdenas 3 y su red de subtransmisión asociada permitió cumplir los objetivos específicos planteados y obtener los siguientes hallazgos:

1. Validación de la metodología de diagnóstico: La secuencia metodológica propuesta: caracterización, definición de indicadores, modelado y simulación, y análisis comparativo-demonstró ser una herramienta robusta y replicable para evaluar el impacto de la generación FV distribuida. La integración del PVsyst para el modelado del recurso solar y PowerFactory para la simulación de la red eléctrica permitió capturar la complejidad del sistema de manera integral, validando el enfoque como un procedimiento estándar potencial para estudios similares en el contexto cubano.

2. Caracterización detallada del sistema: Se logró construir un modelo energéticamente representativo del PSFV Cárdenas 3, identificándose una degradación acelerada de su Performance Ratio (PR) del 19.6% entre el 2018-2024 (tasa anual 3.3%), atribuible principalmente a fenómenos de degradación de módulos (PID/LeTID) agravados por las condiciones climáticas tropicales. Paralelamente, la caracterización de la red de 34.5 kV reveló una ineficiencia base crítica: un factor de potencia extremadamente bajo (0.44), que condiciona cualquier análisis de impacto.
3. Impacto dual según el nivel de penetración: El análisis comparativo de los tres escenarios evidenció un impacto diferenciado:
 - En operación normal (2.2 MW): Efecto netamente positivo, con reducción de pérdidas en el transformador (hasta 4.6 kW/hora, =11%) y mejora del perfil de tensión dentro de los límites reglamentarios, validando la hipótesis de mejora de eficiencia.
 - En escenario límite (21.8 MW): Se identificaron riesgos operativos críticos: sobrecarga de la línea (mayor del 100% de cargabilidad) y multiplicación de sus pérdidas por más de 12 veces (hasta 409 kW), debido a fuertes flujos de potencia inversos. Este hallazgo, aunque difiere del sobrevoltaje previsto, delimita con precisión la capacidad de hospedaje de la infraestructura actual.
4. Identificación de límites y oportunidades: El estudio no solo cuantificó beneficios, sino que también delimitó técnicamente los límites de integración para la red existente. Se identificó que los principales cuellos de botella no están en la capacidad del transformador (que se ve aliviado) sino en la capacidad de transporte de la línea MU700 y en la gestión de la potencia reactiva. Esto convierte al estudio en una herramienta de planificación, señalando dónde serían necesarias las inversiones (compensación de reactivos, refuerzo de líneas) para habilitar mayor penetración renovable.
5. Utilidad práctica inmediata: Los resultados proporcionan a la entidad operadora (UNE) recomendaciones accionables: implementar mantenimiento preventivo contra la degradación en el PSFV, priorizar la compensación de reactivos en la red para mejorar el factor de potencia, y utilizar la metodología para evaluar la capacidad de hospedaje antes de conectar nuevos proyectos FV. El modelo desarrollado puede servir como base para futuros estudios de expansión.

En síntesis, este capítulo demuestra que la integración del PSFV Cárdenas 3 es técnicamente beneficiosa y viable en su configuración actual, aportando ganancias medibles en eficiencia energética. Sin embargo, también funciona como alerta temprana sobre los límites de la infraestructura, proporcionando el sustento técnico necesario para una planificación segura de la transición energética en redes de subtransmisión cubanas. Los resultados obtenidos constituyen la evidencia fundamental para emitir las conclusiones generales de la investigación en el próximo capítulo.

Capítulo 4. Análisis Económico.

4.1 Introducción del capítulo.

El presente capítulo tiene como objetivo evaluar la viabilidad económica y el desempeño técnico-energético del Parque Solar FV Cárdenas 3, integrando los resultados operativos reales (2018-2024) con las proyecciones de simulación. Mientras los capítulos anteriores han caracterizado el impacto técnico en la red de subtransmisión, este análisis se centra en cuantificar los beneficios tangibles derivados de la operación del parque, considerando tanto la eficiencia de conversión energética como los ahorros económicos y ambientales generados. La evaluación se estructura en dos dimensiones principales: 1) el análisis económico basado en los ahorros por sustitución de combustibles fósiles y 2) el análisis de eficiencia técnica mediante indicadores de rendimiento energético. Los resultados permitirán establecer un marco de referencia para la valoración integral de proyectos FV en el contexto cubano, alineándose con los criterios de la Estrategia Nacional para la Transición Energética (Comisión Nacional para el Uso de la Energía, 2021).

4.2 Análisis económico y de eficiencia.

4.2.1 Metodología de evaluación.

El análisis integra datos históricos reales según la Tabla 4.1 describe los combustibles fósiles ahorrados, la energía generada, y la recuperación monetaria de estos recursos. Además, según los resultados de simulación en el software PVsyst obtenidos y mostrados en el Anexo 19 (diagrama de pérdidas), se construyó la Tabla 4.2 que relaciona el proceso de transformación de la energía FV dentro del PSFV Cárdenas 3. Todo se evalúa para un período de 6.5 años (78 meses), desde su inicio en 2018 hasta 2024. Se emplean los siguientes indicadores clave:

a) Beneficios económicos: Ahorro por generación renovable en CUP y USD, calculado a partir del combustible diésel evitado.

b) Beneficios ambientales: Emisiones de CO₂ evitadas, valoradas según criterios internacionales, incluyendo el Valor Social del Carbono (VSC).

c) Eficiencia técnica: Rendimiento global del sistema (Performance Ratio implícito) y pérdidas energéticas, obtenidos de la simulación en PVsyst.

La metodología combina el desempeño real con la simulación para validar el diseño y operación del sistema, siguiendo recomendaciones de la Guía para la Evaluación de Proyectos de Energías Renovables en Cuba (PNUD & Ministerio de Energía y Minas de Cuba, 2021).

En el contexto de la transición energética en Cuba, es crucial contar con indicadores que integren dimensiones económicas y ambientales. Vizcón Toledo (2021) propone los índices de productividad termoeconómica (PTe) y eficiencia termoeconómica (ETe) como herramientas para evaluar la sostenibilidad energética en entidades productivas y de servicios. Estos indicadores han sido aplicados en diversos casos de estudio en Cuba, mostrando resultados que reflejan la necesidad de incrementar el uso de fuentes renovables (Vizcón Toledo, 2021). Por ejemplo, la intensidad energética en Cuba oscila entre 0,10 y 0,30 kg/US\$ (Vizcón Toledo, 2021, p. 10).

4.2.2 Resultados y discusión.

a) Impacto económico directo según la (Tabla 4.1):

En el período 2018-2024 (78 meses), el PSFV Cárdenas 3 mantuvo una generación acumulada de 24717.11 MWh, evitando el consumo de 6426.45 toneladas de combustible equivalente. Esto se traduce en:

- Ahorro nacional: 44985132.92 CUP (pesos cubanos)

- Ahorro en divisas: 3823736.30 USD (por importación de diésel evitada)

Estos valores evidencian una contribución significativa a la economía nacional y a la reducción de la dependencia de combustibles importados, uno de los pilares de la Estrategia Nacional para la Transición Energética (Cuba, 2023). El ahorro en divisas es particularmente relevante en el contexto económico cubano, donde la restricción de divisas es una limitante crítica para el desarrollo (Pérez-López, 2020).

Cálculo del ahorro anual promedio en divisas:

Ahorro anual = Ahorro total en USD / Período en años = 3823736.30 / 6.5 = 588267.12 USD/año

b) Impacto ambiental según la (Tabla 4.1): El parque solar FV evitó la emisión de 20762.37 toneladas de CO₂ hacia la atmósfera. Utilizando el valor social del carbono estimado por el (IPCC, 2022) para evaluaciones de proyectos (aproximadamente 50-100 USD/ton CO₂), el beneficio ambiental podría valorarse entre 1.04 y 2.08 millones de USD. Este aporte se alinea con los compromisos de Cuba bajo el Acuerdo de París y los objetivos de descarbonización de la matriz eléctrica (ONEI, 2022).

Cálculo de emisiones evitadas anuales promedio:

Emisiones evitadas anuales = $20762.37 / 6.5 = 3194.21$ ton CO₂/año

c) Eficiencia técnica y energética según la (Tabla 4.2): La simulación en el software PVsyst para un período similar de (un año y para 6.5 años) proyecta:

- Energía disponible: 4667.4 MWh (entrada solar)
- Energía entregada a red: 3960.1 MWh
- Pérdidas totales del sistema: 707.3 MWh (15.15%)
- Rendimiento global del sistema: 84.85%

El indicador de eficiencia Performance Ratio (PR) implícito del 84.85% se sitúa dentro del rango aceptable (75-85%) para sistemas fotovoltaicos de este tipo en climas tropicales (IEA-PVPS, 2023). Las pérdidas del 15.15% son consistentes con lo reportado por (Roca et al., 2023) para parques solares cubanos, atribuibles principalmente a pérdidas térmicas, de conversión DC /AC y por suciedad (Dubey et al., 2013). Este rendimiento valida la adecuada selección de componentes, diseño y operación del sistema.

d) Análisis integrado de rentabilidad, considerando:

1. Inversión inicial estimada: Para un parque solar FV de 2.2 MWp en Cuba, la inversión inicial es aproximadamente de 2.2 a 2.6 millones de USD basado en datos de (UNE, 2023).

2. Ahorro anual promedio en divisas: 588267.12 USD/año.

3. Período de recuperación simple:

Período de recuperación = Inversión inicial / Ahorro anual = $2200000 / 588267.12 = 3.74$ años (límite inferior)

Período de recuperación = $2600000 / 588267.12 = 4.42$ años (límite superior)

Este período de recuperación es competitivo a nivel internacional para proyectos FV, que típicamente oscilan entre 4 y 7 años en mercados emergentes según (IRENA, 2023). La rentabilidad se ve reforzada por los beneficios no monetarios (reducción de emisiones y

seguridad energética) y por la tendencia a la baja de los costos de operación y mantenimiento de la tecnología FV (NREL, 2023), (Branker et al., 2011).

e) Limitaciones del análisis:

- Los cálculos económicos asumen un precio constante del diesel importado, aunque en la realidad presenta volatilidad.
- No se incluye en el análisis costos de operación y mantenimiento (O&M).
- El análisis no valora las externalidades positivas como la creación de empleo local y el desarrollo de capacidades técnicas.
- Futuros estudios podrían incorporar análisis de sensibilidad y modelos de costos de O&M específicos para Cuba.

Tabla 4.1. Análisis económicos sobre los ahorros combustibles fósiles en PSFV Cárdenas 3 (período 2018-2024, 6.5 años).

Elementos a evaluar	Valor
Generación acumulada (MWh)	24717,11
Combustible equivalente evitado (Ton)	6426,45
CO2 dejados de emitir a la atmósfera (Ton)	20762,37
Viviendas equivalentes (u)	2113
Periodo de tiempo en estudio (meses)	78
Ahorro en CUP por generación (\$)	44985132,92
Ahorro en USD de importación evitada DIESEL (\$)	3823736,30

Tabla 4.2. Análisis eficiencia técnica en el PSFV Cárdenas 3 (simulación PVsyst).

Criterio eficiencia	Valor para 1 año	Valor para 6.5 año
Energía disponible inicial (MWh)	4667.4	30338.10
Energía final entregada red (MWh)	3960.1	25740.65
Pérdidas totales (MWh)	707.3	4597.45
Rendimiento global (%)	84,85	84.85
Pérdidas (%)	15,15	15.15

4.2.3 Cálculo del valor social del carbón (VSC). Aplicación al PSFV Cárdenas 3: Justificación.

a) Justificación del rango 50-100 USD/ton CO₂:

1. Recomendación IPCC para países en desarrollo: "El valor social del carbono debe ajustarse considerando la capacidad económica y el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas" (IPCC, 2022, p. 1456).
2. Precedentes en evaluaciones cubanas: Estudios de factibilidad de proyectos renovables financiados por el PNUD en Cuba han utilizado valores de 60-80 USD/ton CO₂ (PNUD-Cuba, 2020).
3. Conservadurismo metodológico: Dada la ausencia de un VSC oficial nacional, se opta por el límite inferior del rango internacional para evitar sobreestimaciones.

b) Cálculo detallado y análisis: se utilizaron los datos del PSFV Cárdenas 3 según la (Tabla 4.1):

- Potencia instalada: 2.2 MWp.
- Emisiones evitadas totales (6.5 años): 20762.37 ton CO₂.
- Emisiones evitadas anuales promedio: $20762.37 / 6.5 = 3194.21$ ton CO₂/año.
- Periodo de análisis: 6.5 años (78 meses) del 2018-2024.

Valoración económica. Rango del VSC según IPCC 50-100 USD/ton CO₂

Cálculo para el periodo completo de 6.5 años:

- Límite inferior (50 USD/ton): $20762.37 \times 50 = 1038118.50$ USD
- Límite superior (100 USD/ton): $20762.37 \times 100 = 2076237.00$ USD

Cálculo anual promedio:

- Límite inferior (50 USD/ton): $3194.21 \times 50 = 159710.50$ USD/año
- Límite superior (100 USD/ton): $3194.21 \times 100 = 319421.00$ USD/año

c) Forma normalizada en USD/MW/año: Primeramente se determina la intensidad de emisiones.

- Intensidad = $3194.21 \text{ ton/año} / 2.2 \text{ MW} = 1451.91 \text{ ton CO}_2/\text{MW/año}$

Aplicar el VSC:

- Límite inferior: $1451.91 \times 50 = 72595.50$ USD/MW/año ≈ 72600 USD/MW/año.
- Límite superior: $1451.91 \times 100 = 145191.00$ USD/MW/año ≈ 145200 USD/MW/año

d) Verificación de consistencia: comprobamos que ambas formas dan el mismo resultado anual para el campo solar completo desde USD/MW/año a USD/año total:

- $72600 \text{ USD/MW/año} \times 2.2 \text{ MW} = 159720 \text{ USD/año}$ (vs. 159710.50 USD/año)

- $145200 \text{ USD/MW/año} \times 2.2 \text{ MW} = 319440 \text{ USD/año}$ (vs. 319421.00 USD/año)

Las pequeñas diferencias ($\leq 0.01\%$) se deben únicamente al redondeo. Ambos métodos son consistentes.

e) Comparativa de beneficios ambientales del Cárdenas 3:

Tabla 4.3. Análisis comparativo de beneficios ambientales del Cárdenas 3

Parámetro	Cárdenas 3	Estándar Internacional (2 MWp)	Unidad	Comentario
Intensidad de emisiones evitadas	1452 ton CO ₂ /MW/año	1000-1400 ton CO ₂ /MW/año	ton/MW/año	Ligeramente superior al promedio por buen recurso solar
Valor ambiental específico	72600-145200 USD/MW/año	50000-140000 USD/MW/año	USD/MW/año	Dentro del rango internacional
Relación beneficio/inversión ambiental	0.40-0.80	0.30-0.90	relación	Calculado como VSC total/inversión

Notas: rango para sistemas FV en zonas tropicales con 1800-2000 kWh/m²/año (IEA-PVPS, 2023), basado en VSC de 50-100 USD/ton y emisiones de 1000-1400 ton CO₂/MW/año, considerando inversiones de 2.5 millones USD: $(1.04-2.08 \text{ millones USD}) / 2.5 \text{ millones USD} = 0.42-0.83$

4.3. Conclusiones parciales del capítulo.

El análisis económico y de eficiencia del PSFV Cárdenas 3 permite establecer las siguientes conclusiones:

1. Viabilidad económica demostrada: El parque solar genera ahorros sustanciales en divisas (promedio de 588267 USD/año) y en moneda nacional (6.9 millones CUP/año), con un período de recuperación de la inversión estimado entre 3.7 y 4.4 años, considerado favorable en el contexto internacional.

2. Alta eficiencia técnica: El rendimiento global del sistema de (84.85%) y las pérdidas totales de (15.15%) se ubican dentro de los rangos óptimos para la tecnología y el clima local, validando las decisiones de diseño, instalación y operación.
3. Contribución ambiental significativa: La evitación de 20762 toneladas de CO₂ en 6.5 años representa un aporte concreto a la mitigación del cambio climático y al cumplimiento de los compromisos ambientales nacionales, con un valor social estimado entre 1.04 y 2.08 millones de USD.
4. Alta rentabilidad social: El proyecto no solo es rentable económicamente, sino que aporta a la seguridad energética, reduce la dependencia de combustibles fósiles importados y genera beneficios sociales difíciles de cuantificar (empleo, capacitación, resiliencia del sistema eléctrico).
5. Replicabilidad del modelo: Los resultados del PSFV Cárdenas 3 proporcionan un caso de referencia validado para la planificación y evaluación de futuros proyectos FV en Cuba, especialmente en redes de subtransmisión de 34.5 kV.
6. Aporte metodológico: Este capítulo desarrolla y aplica un marco de evaluación integrado que combina datos operativos reales con simulación técnica, aplicando el Valor Social del Carbono en el contexto cubano, constituyendo una herramienta válida y replicable para la valoración económico-ambiental de proyectos FV.

En síntesis, el PSFV Cárdenas 3 se erige como un proyecto exitoso que integra viabilidad técnica, económica y ambiental, constituyendo un modelo replicable para la transición energética cubana. Se recomienda complementar futuros análisis con datos detallados de O&M y una valoración integral de externalidades.

CONCLUSIONES

La investigación desarrolló y aplicó con éxito una metodología de simulación integral para evaluar el impacto del PSFV Cárdenas 3 en la red de subtransmisión de 34.5 kV. Se confirmó que el parque, en operación normal de (2.2 MW), mejora significativamente la eficiencia de la red, reduciendo las pérdidas técnicas y mejorando el perfil de tensiones. Sin embargo, un escenario de alta penetración de (21.8 MW) reveló los límites de la infraestructura actual, generando sobrecarga crítica en la línea MU700 y multiplicando por más de 12 las pérdidas debido a los flujos de potencia inversos. El análisis económico demostró la viabilidad del proyecto, con un ahorro promedio anual de 588267 USD/año en divisas, un período de recuperación de la inversión favorable (3.7 a 4.4 años) y la evitación de 20762 toneladas de CO₂ en 6.5 años, con un valor social estimado entre 1.04 y 2.08 millones de USD. Se identificó una degradación acelerada del rendimiento (Performance Ratio) de los módulos, con una caída del 19.6% entre 2018 y 2024, lo que explica la brecha entre el rendimiento simulado y el real. Adicionalmente, se diagnosticó una ineficiencia base en la red: una demanda reactiva desproporcionadamente alta y bajo (factor de potencia 0.44) que los inversores actuales no compensan. En conjunto, el estudio delimita técnicamente los límites de integración, señalando que los principales cuellos de botella para una mayor penetración renovable están en la capacidad de la línea MU700 y en la gestión de la potencia reactiva, proporcionando así una herramienta sólida para la planificación.

Recomendaciones

Derivadas de las conclusiones, se formulan las siguientes recomendaciones. Para el PSFV Cárdenas 3, es crucial implementar un programa de mantenimiento preventivo avanzado para mitigar la degradación acelerada de los módulos y reconfigurar los inversores para que aporten soporte reactivo a la red, mejorando así la estabilidad. Para la gestión de la red de 34.5 kV, se debe priorizar la compensación de potencia reactiva mediante bancos de capacitores automáticos para mejorar el factor de potencia y reducir pérdidas, así como realizar un estudio de refuerzo de la línea MU700 y utilizar los modelos desarrollados para determinar formalmente su capacidad de hospedaje (hosting capacity). En la planificación de expansión, se recomienda adoptar la metodología de simulación propuesta como estándar para evaluar nuevos proyectos FV, incluyendo siempre un escenario de estrés, y para proyectos a gran escala mayor de 10 MW considerar desde el diseño el refuerzo de líneas o la integración de sistemas de almacenamiento para gestionar los excedentes. Para investigaciones futuras, es esencial extender el modelo a estudios dinámicos y de cortocircuito, desarrollar un análisis económico integral (VAN, TIR) que combine ahorros técnicos y valor ambiental con costos de inversión, e integrar modelos predictivos de degradación en las herramientas de simulación. La implementación de estas acciones permitirá optimizar los beneficios del parque existente y preparar la infraestructura para una integración segura y masiva de energías renovables.

Referencias Bibliográficas.

1. Ackermann, T. (Ed.). (2005). Wind power in power systems. John Wiley & Sons.
2. Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2005). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195–204.
3. Ackermann, T., & Knyazkin, V. (2002). Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. *Proceedings of the IEEE Power Tech Conference (Vol. 2)*. IEEE.
4. Ackerman, T., Söder, L., & Kling, W. L. (2007). An overview of wind energy-grid integration challenges. *Proceedings of the 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting (pp. 1-7)*. IEEE.
5. Ackerman, T., Söder, L., & Kling, W. L. (2007). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195-204.
6. Agencia Internacional de la Energía (AIE). (2021). Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. OECD Publishing. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
7. Agencia Internacional de la Energía (AIE). (2023). World Energy Investment 2023. OECD Publishing. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>.
8. Alonso, J. A. (2025, 2 de mayo). Vida útil y degradación de las placas solares. Sunfields. <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/vida-util/>.
9. Alonso, J. A. (2025, 25 de junio). Performance Ratio: el factor de calidad de sistemas fotovoltaicos. Sfe Solar. <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/performance-ratio/>
10. American National Standards Institute [ANSI]. (2020). Electric power systems and equipment--Voltage ratings (60 Hz) (ANSI C84.1-2020).
11. Atlas Green Energy. (2024). Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red. <https://atlas-greenenergy.com/es/esquema-instalacion-fotovoltaica-conectada-red/>.
12. Autosolar. (2024). Conexión placas solares: tipos y consideraciones. <https://autosolar.es/aspectos-técnicos/conexion-placas-solares-tipos-y-consideraciones>.
13. Batlles, J., & Alarcón, J. (2019). Factors affecting the performance ratio in photovoltaic systems. *Energy Procedia*, 157, 217-226. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.028>.

14. Batzelis, E., & Pal, B. C. (2020). Grid-connected photovoltaic systems: An overview of recent research and emerging PV converter technology. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 14(1), 6-20. <https://doi.org/10.1109/MIE.2019.2951070>.
15. Belghachi, A., & Limam, K. (2019). Analysis of mismatch losses in photovoltaic arrays. *Energy Reports*, 5, 142-153.
16. Berger, W., Simon, F. G., Weimann, K., & Alsema, E. A. (2020). A novel approach for the recycling of thin film photovoltaic modules. *Resources, Conservation and Recycling*, 154, 104-115. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2019.104561>.
17. Bletterie, B., Degner, T., & Strauss, P. (2014). Voltage control in distribution systems with high penetration of PV: Impact of PV inverter capabilities on system voltages. *Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 132–136.
18. Bletterie, B., Kadam, S., Bolgarny, R., & Zeilinger, F. (2014). Voltage control with PV inverters in low voltage networks---In depth analysis of different concepts and parameterization criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), 132-139.
19. Bisquerra, R. (2009). *Metodología de la investigación educativa*. La Muralla.
20. Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., & Timbus, A. V. (2006). Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(5), 1398–1409. <https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997>.
21. Bollen, M. H. J., & Hassan, F. (2011). *Integration of distributed generation in the power system*. Wiley-IEEE Press.
22. Borges, C. L. T., & Falcão, D. M. (2006). Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. *Proceedings of the 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (p. 8). IEEE.
23. Branker, K., Pathak, M. J. M., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4470-4482.
24. Brown, R. E. (2009). *Electric power distribution reliability* (2nd ed.). CRC Press.
25. Cagnano, A., De Tuglie, E., & Vergura, S. (2020). A systematic review of modeling techniques for the integration of photovoltaic systems in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, 110301.

26. Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., & Pilo, F. (2005). A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 750-757. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846219>.
27. Centro de Estudios de la Economía Cubana. (2022). *Impactos económicos del cambio climático en Cuba: Actualización 2022*. Universidad de La Habana.
28. Chowdhury, B. H., & Rahman, S. (1990). Loss reduction techniques in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(3), 824–832. <https://doi.org/10.1109/59.65898>.
29. Chowdhury, M. S., Rahman, K. S., Chowdhury, T., Nuthammachot, N., Techato, K., Akhtaruzzaman, M., Tiong, S. K., Sopian, K., & Amin, N. (2020). An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling. *Energy Strategy Reviews*, 27, 100431. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100431>.
30. CIGRÉ. (2016). Impact of increasing levels of photovoltaic generation on network voltages. Working Group C6.28, Technical Brochure 672.
31. CIGRÉ. (2016). Impact of increasing penetration of photovoltaic generation on power systems (Technical Brochure 575). CIGRÉ.
32. CIGRÉ. (2018). Benchmarking of control strategies for distributed generation. Technical Brochure No. 743.
33. CIGRÉ. (2018). Impact of Renewable Energy Sources on Voltage Control in Distribution Networks. CIGRÉ Working Group C6.28.
34. CIGRÉ. (2020). Impact of high penetration of inverter-based resources on power system stability. CIGRÉ Technical Brochure 831.
35. CIGRÉ. (2020). Technical Brochure 852: Impact of Renewable Energy Generation on Voltage Control and Network Security. Conseil International des Grands Réseaux Électriques.
36. CIGRÉ Working Group B3.42. (2021). Maintenance strategies for MV equipment in renewable energy plants. CIGRÉ.
37. CIGRÉ Working Group C6.11. (2014). Integration of distributed generation in the distribution network -- Impact studies and planning tools (Technical Brochure 575). CIGRÉ.
38. CIGRÉ Working Group C6.11. (2016). Impact of Renewable Energy Sources on Power System Stability. Conseil International des Grands Réseaux Électriques.
39. CIGRÉ Working Group C6.28. (2018). Planning and optimization of active distribution systems (Technical Brochure 742). CIGRÉ.

40. CIGRÉ Working Group C6.31. (2020). Impact of High Penetration of Inverter Based Resources on Power System Stability. CIGRÉ Technical Brochure 831.
41. Comisión Europe. (2021). Guidelines on the methodology for the EU's climate benchmarks. Publications Office of the European Unión.
42. Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE). (2023). Generación distribuida y Netbilling: definiciones y normativa. <https://www.cne.cl/generación-distribuida/>.
43. Comisión Nacional para el Uso de la Energía. (2021). Plan de Desarrollo de las Fuentes Renovables y la Eficiencia Energética en Cuba hasta 2030. La Habana: ONEI.
44. Conejo, A. J., & Baringo, L. (2018). Power system optimization: Models and algorithms. Springer.
45. Conferencias impartidas en el primer Diplomado sobre fotovoltaicos. (2003). Fundamentos y Aplicaciones. La Habana. Cuba.
46. Creswell, J. W., & Plano Clark, V. L. (2017). Designing and conducting mixed methods research (3rd ed.). SAGE Publications.
47. Cuba. (2023). Estrategia Nacional para la Transición Energética en Cuba. Ministerio de Energía y Minas.
48. Cuba. Ministerio de Energía y Minas. (2023). Estrategia Nacional para la transición Energética en Cuba.
49. Cubadebate. (2021). Energías renovables en Cuba: Perspectivas, investigación, proyectos y avances. Recuperado de <http://cuba.cu/economia/2021-02-19/energías-renovables-en-cuba-perspectivas-investigacion-proyectos-y-avances-/54887>.
50. Cubas, J., & Farinas, A. (2019). Análisis de redes eléctricas con generación distribuida. Editorial Universitaria (Cuba).
51. Cubas, J., Farinas, A., & Herrera, J. (2018). Impacto de la generación distribuida fotovoltaica en las redes eléctricas cubanas. *Energía y Tú*, 25(3), 110-118.
52. DatacenterDynamics. (2024). ¿Cómo están evolucionando las energías renovables en el mundo? Recuperado de <https://www.datacenterdynamics.com/es/features/como-están-evolucionando-las-energías-renovables-en-el-mundo/>.
53. Dhimish, M. (2020). Performance Ratio and Degradation Rate Analysis of 10-Year Field Exposed Residential Photovoltaic Installations in the UK and Ireland. *Clean Technologies*, 2(2), 170-183. <https://doi.org/10.3390/cleantechnol2020012>.

54. Diaz Santos, R., Santos Fuentefria, A., Castro Fernández, M., et Vilaragut Llanes, M. (2023). Análisis de la influencia del ángulo de inclinación en la generación de una central fotovoltaica. Revista de Ingeniería Energética, Centro de investigación y pruebas electro energéticas, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de la Habana. José Antonio Echeverría, (CUJAE). Cuba.
55. Díaz Santos, R., Castro Fernández, M., Santos Fuentefria, A., et Vilaragut Llanes, M., (2018). Análisis de la influencia del ángulo de inclinación de los módulos solares en la generación de electricidad de una central fotovoltaica. Revista Ingeniería Energética, vol. 39, 146-156. Universidad Tecnológica de la Habana José Antonio Echeverria (CUJAE) In: VII CONFERENCIA INTERNACIONAL CIENCIA Y TECNOLOGÍA POR UN DESARROLLO SOSTENIBLE.
56. DIgSILENT. (2021). PowerFactory 2021 User Manual. DIgSILENT GmbH.
57. Dirección de Distribución. (2010). Líneamientos generales para el cálculo de pérdidas técnicas.
58. Dubey, S., Sarvaiya, J. N., & Seshadri, B. (2013). Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV output in various countries. Energy Conversion and Management, 73, 325-334.
59. Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar engineering of thermal processes (4th ed.). Wiley.
60. Eid, A. et al. (2021). Energy efficiency enhancement... IEEE Access, 9, 39280–39297. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3064074>.
61. Ekidom. (2024). Los avances más recientes en energía solar. Recuperado de <https://ekidom.com/energias-renovables/avances-tecnologia-energia-solar/>.
62. Energy Theory. (2024). Los 3 tipos principales de sistemas solares fotovoltaicos. <https://energytheory.com/es/3-tipos-principales-de-sistemas-solares-fotovoltaicos/>.
63. ENTSO-E. (2021). Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators. European Network of Transmission System Operators for Electricity.
64. Evans, D. L. (1981). Simplified method for predicting photovoltaic array output. Solar Energy, 27(6), 555-560.
65. Feliciano, R. A., & Urbina Yeregui, A. (2019). [43dcd9a7-70db-4a1f-b0ae-981daa162054]. <https://repositorio.upct.es/bitstreams/a59889b2-507a-4544-91ed-7fd9fd648f99/download?citationMarker=43dcd9a7-70db-4a1f-b0ae-981daa162054>.

66. Fernández, J., López, R., & Martínez, P. (2019). Fiabilidad de componentes en instalaciones fotovoltaicas. *Revista de Energías Renovables*, 45(2), 112-125. <https://doi.org/10.5555/ren.2019.45.2.112>.
67. Fernández, J., López, R., & Martínez, P. (2019). Fiabilidad de componentes en instalaciones fotovoltaicas. *Revista de Energías Renovables*, 45(2), 112-125.
68. Forsyth, T. (2013). Solar PV performance and reliability in the tropics: A review. International Energy Agency (IEA) PVPS Task 13. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/rep13_01.pdf.
69. Fondo Monetario Internacional. (2021). Proposal for an international carbon price floor among large emitters. IMF Staff Climate Notes.
70. Fouquet, R. (2016). Path Dependence in Energy Systems and Economic Development. *Nature Energy*, 1(1), Article 16098. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2016.98>.
71. Fraunhofer ISE. (2022). Photovoltaics report. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>.
72. Fthenakis, V. M. (2000). End-of-life management and recycling of PV modules. *Energy Policy*, 28(14), 1051-1058. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(00\)00091-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00091-4).
73. Galán O. Vigil (2003). Fotovoltaicos, fundamentos y aplicaciones. Conferencias impartidas en el diplomado sobre la fotovoltaica en Cuba. Universidad de la Habana. Cuba.
74. García, M., et al. (2024). LeTID Degradation in Polycrystalline Silicon Modules: Field Evidence from Arid Climates. *Energy Conversion and Management*, 301, 118066. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118066>.
75. García, M., Fernández, L., & Ruiz, P. (2024). LeTID-induced yield loss in polycrystalline PV systems: Field validation under extreme climatic conditions. *Energy Conversion and Management*, 305, 118210. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118210>.
76. Ghodela, A., Kaur, J., & Kumbhar, A. (2021). Reliability analysis of grid-connected solar photovoltaic systems. 2021 IEEE 12th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 1-6.
77. Ghosh, S. (2010). Power distribution networks. CRC Press.
78. Gil, H. A., & Grainger, J. J. (1986). Characteristics of power distribution lines with dispersed storage and generation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-105(7), 1751-1760. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1986.317115>.

79. Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J. (2012). *Power system analysis & design* (5th ed.). Cengage Learning.
80. Gönen, T. (1986). *Electric power distribution system engineering*. McGraw-Hill.
81. Gönen, T. (2014). *Electrical power transmission system engineering: Analysis and design* (3rd ed.). CRC Press.
82. Gönen, T. (2015). *Electric power distribution system engineering* (3rd ed.). CRC Press.
83. Gómez, J. D., et al. (2023). Benchmarking of Grid-Connected PV Systems in South America: Performance Ratio Gaps and Lessons Learned. *Energy Policy*, 181, 113719. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113719>.
84. Gómez Expósito, A. (2017). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica* (2a ed.). McGraw-Hill.
85. Gómez-Expósito, A., Conejo, A. J., & Cañizares, C. (2018). *Electric energy systems: Analysis and operation* (2nd ed.). CRC Press.
86. González, A. (2015). Integración de fuentes renovables de energía a los sistemas eléctricos: Experiencias en Cuba y perspectivas. *Revista Energética*, 36(2), 1-10. http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012015000200001.
87. Grainger, B., Parker, M., & Wheeler, P. (2022). IGBT failure modes in grid-tied inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 37(5), 5012-5023. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2022.3142450>.
88. Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1994). *Power system analysis*. McGraw-Hill.
89. Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (2014). *Power system analysis* (Reprint). McGraw-Hill.
90. Grigg, C., Wong, P., Albrecht, P., Allan, R., Bhavaraju, M., Billinton, R., ... & Singh, C. (1999). The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3), 1010-1020.
91. Guerra, J., & Pérez, L. (2019). Efecto del ciclado térmico en la vida útil de transformadores de distribución con alta penetración de generación renovable. *Ingeniería Energética*, 40(2), 89-101.
92. Guerra, L., & Pérez, M. (2019). Análisis del comportamiento térmico de transformadores de potencia en condiciones climáticas tropicales. *Memorias del Congreso Internacional de Ingeniería Eléctrica (CIEL)*, 45-52. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría.

93. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926>.
94. Gutiérrez, R. A., Rivero, M. C., & Pérez, I. (2020). Evaluación del potencial solar fotovoltaico en Cuba considerando la variabilidad climática. *Ingeniería Energética*, 41(3), 123-132.
95. Gutiérrez Urdaneta, L., Padrón Suárez, L., & Valladares Aguilera, J. (2021). Una revisión de la distancia entre filas de los parques fotovoltaicos con limitaciones de terreno. *Ingeniería Energética*, 42(2), 12–22. <https://www.redalyc.org/journal/3291/329170751002/html/>.
96. Gutierrez Urdaneta, L., Padrón Suarez, L., et Valladares Aguilera, J, (2021). Una revisión de la distancia entre filas de los parques fotovoltaicos con limitaciones de terreno. *Revista Ingeniería Energética*, 420, mayo-agosto. Centro de Investigación y Pruebas Electroenergético, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de la Habana José Antonio Echeverría (CUJAE).
97. Hauer, J. F., & Mittelstadt, W. A. (1996). Large-scale PV integration in power systems: A review of impacts and mitigation strategies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1), 1-9. <https://doi.org/10.1109/59.486091>.
98. Hernández, P. M. (2021). Radiación solar para los sistemas fotovoltaicos. KeeUI Solar. Recuperado de <https://keeui.com/2021/05/03/radiacion-solar-para-los-sistemas-fotovoltaicos/>.
99. Hernández A. Medina. (2006). Conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica: Calidad de suministro.
100. Hernández-Sampieri, R., & Mendoza, C. (2018). *Metodología de la investigación: Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta*. McGraw Hill Educación.
101. Huang, B. J. (2019). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (2nd ed.). Academic Press.
102. Huld, T., & Amillo, A. M. G. (2015). Estimating PV module performance over large geographical regions: The role of irradiance, air temperature, wind speed and solar spectrum. *Energies*, 8(6), 5159-5181. <https://doi.org/10.3390/en8065159>.
103. Huld, T., & Gracia Amillo, A. (2015). Estimating PV module performance over large geographical regions: The role of irradiance, air temperature, wind speed and solar spectrum. *Renewable Energy*, 78, 51-59. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.017>.

104. Huld, T., Gottschalg, R., Beyer, H. G., & Topič, M. (2010). Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. *Solar Energy*, 84(2), 157-165.
105. Iberdrola. (2024). Funcionamiento energía solar fotovoltaica. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energía-fotovoltaica>.
106. IEA PVPS. (2023). Trends in Photovoltaic Applications 2023 (Report IEA-PVPS T1-44:2023). International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. <https://iea-pvps.org/>.
107. IEEE. (2011). IEEE Std C57.91-2011: Guide for loading mineral-oil-immersed transformers. IEEE.
108. IEEE. (2011). IEEE Std C57.91-2011: IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
109. IEEE. (2012). IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers (IEEE Std C57.91-2012). IEEE.
110. IEEE. (2018). IEEE Standard 1547-2018: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
111. IEEE. (2021). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE Std 1547-2021.
112. IEEE Power & Energy Society. (2020). Impact of Inverter-Based Resources on Bulk Power System Dynamics and Stability (Technical Report PES-TR77). IEEE.
113. IEEE Power Engineering Society. (2003). IEEE recommended practice for distribution system analysis. IEEE Std 141-1993 (R2003). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2003.94401>.
114. IEEE Standards Association. (2012). IEEE Standard 1366-2012: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE.
115. IEEE Standards Association. (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE Std 1547-2018. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>.
116. IEEE Standards Association. (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces (IEEE Std 1547-2018). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>.

117. Ilse, K., et al. (2021). Soiling losses: Challenges and solutions for photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 167, 89-103. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.065>.
118. IMDEA Energía. (2022). Cómo evaluar la estabilidad de las redes eléctricas y garantizar la continuidad del suministro. <https://www.interempresas.net/Energía/Articulos/383152-Como-evaluar-estabilidad-de-redes-eléctricas-y-garantizar-continuidad-del-suministro.html>.
119. Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2006). IEEE guide for battery management in renewable energy systems (IEEE Std 1184-2006). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2006.99576>.
120. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2006). IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Std 551-2006).
121. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2011). IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators (IEEE Std C57.91-2011).
122. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2012). IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors (IEEE Std 738-2012).
123. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2013). IEEE Guide for Power System Analysis (IEEE Std 399-1997). Institute of Electrical and Electronics Engineers.
124. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces (IEEE Std 1547-2018). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>.
125. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces (IEEE Std 1547-2018).
126. Instituto de Meteorología. (2021). Caracterización del clima y su variabilidad en Cuba: Actualización. INS-MET.
127. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2022). Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report. Cambridge University Press.

128. Intergovernmental Panel on Climate Change. (2022). Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926>.
129. International Electrotechnical Commission (IEC). (2009). IEC Standard Voltages (IEC 60909:2009).
130. International Electrotechnical Commission (IEC). (2016). Photovoltaic (PV) arrays Design requirements (IEC Standard No. 62548:2016). <https://webstore.iec.ch/publication/24478>.
131. International Electrotechnical Commission (IEC). (2016). Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating-Part 2: Spectral responsivity, incidence angle and module operating temperature measurements (IEC Standard No. 61853-2:2016). <https://webstore.iec.ch/publication/24456>.
132. International Electrotechnical Commission (IEC). (2017). Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring (IEC 61724-1:2021).
133. International Electrotechnical Commission (IEC). (2017). Requirements for testing, documentation and maintenance of photovoltaic systems - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography (IEC 62446-3:2017).
134. International Electrotechnical Commission (IEC). (2018). Power Transformers-Part 20: Energy efficiency (IEC Standard No. 60076-20:2018). <https://webstore.iec.ch/publication/28722>
135. International Electrotechnical Commission. (2009). IEC 60076-7: Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers (Ed. 3.0). IEC.
136. International Electrotechnical Commission. (2017). IEC 61724: Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis.
137. International Energy Agency (IEA). (2020). World Energy Outlook 2020. IEA.
138. International Energy Agency (IEA). (2021). Renewables Integration in Latin America. OECD/IEA.
139. International Energy Agency (IEA). (2023). Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>.
140. International Energy Agency – IEA PVPS. (2024). Trends in Photovoltaic Applications. <https://iea-pvps.org>.

141. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS). (2023). Photovoltaic Power Systems Programme Annual Report 2022. IEA.
142. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS). (2023). Trends in photovoltaic applications 2023 (Report IEA PVPS T1-44:2023). <https://iea-pvps.org/trends-reports>.
143. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2023). Photovoltaic Power Systems Programme Annual Report 2022. IEA.
144. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). Renewable Power Generation Costs in 2021. IRENA.
145. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). Renewable Power Generation Costs in 2022. International Renewable Energy Agency.
146. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>.
147. International Renewable Energy Agency (IRENA) & International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS). (2016). End-of-life management: Solar photovoltaic panels. <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/End-of-life-management-Solar-Photovoltaic-Panels>.
148. International Renewable Energy Agency IRENA. (2023). Renewable Capacity Statistics 2023. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023>.
149. IRENA. (2020). Scaling up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes. International Renewable Energy Agency.
150. IRENA. (2021). Integración de energías renovables en redes eléctricas: Guía técnica. International Renewable Energy Agency.
151. IRENA. (2022). Renewable Power Generation Costs in 2022. International Renewable Energy Agency.
152. IRENA. (2024). Crecimiento récord en energías renovables, pero el progreso debe ser equitativo. Recuperado de <https://www.irena.org/News/pressreleases/2024/Mar/Record-Growth-in-Renewables-but-Progress-Needs-to-be-Equitable-ES>.

153. Jenkins, N., Ekanayake, J. B., & Strbac, G. (2010). Distributed generation. Institution of Engineering and Technology.
154. Jiménez, F., & López, M. (2023). Efectos del flujo de potencia inverso en transformadores de subestaciones con alta penetración fotovoltaica. *Journal of Renewable Energy Integration*, 15(2), 34-47. <https://doi.org/10.5555/JREI.2023.034047>.
155. Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates---An analytical review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>.
156. Jordan, D. C., et al. (2019). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics*, 27(7), 565-575. <https://doi.org/10.1002/pip.3167>.
157. Jordan, D. C., et al. (2021). Robust PV Degradation Methodology and Application. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 11(2), 561-570. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.3046957>.
158. Jordan, D. C., Deline, C., Kurtz, S. R., Kimball, G. M., & Anderson, M. (2020). Robust PV degradation methodology and application. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(2), 358-365.
159. Jordan, D. C., Kurtz, S. R., & VanSant, K. (2021). PV degradation rate convergence: Statistical validation of 10,000 global systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 29(12), 1298-1310. <https://doi.org/10.1002/pip.3476>.
160. Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7), 978-989.
161. Jordan, D. C., Silverman, T. J., Wohlgemuth, J. H., Kurtz, S. R., & VanSant, K. T. (2021). Photovoltaic failure and degradation modes. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 29(10), 1072-1088. <https://doi.org/10.1002/pip.3444>.
162. Kabir, M. N., Mishra, Y., Ledwich, G., Dong, Z. Y., & Wong, K. P. (2014). Coordinated control of grid-connected photovoltaic reactive power and battery energy storage systems to improve the voltage profile of a residential distribution feeder. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 10(2), 967–977. <https://doi.org/10.1109/TII.2013.2280082>.
163. Katiraei, F., Abbey, C., & Tang, C. (2007, June). Analysis of distribution system capacity for integration of distributed generation. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting (pp. 1-6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385993>.

164. Katiraei, F., Abbey, C., & Tang, F. (2007). Impact of distributed generation on distribution system voltage profile. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting (pp. 1-6). IEEE.
165. Katiraei, F., Agüero, J. R., & Silva Monroy, C. A. (2019). Solar PV integration challenges. IEEE Power and Energy Magazine, 17(2), 100-109. <https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2885495>.
166. Katiraei, F., Mauch, K., & Dignard-Bailey, L. (2007). Integration of photovoltaic power systems in high-penetration clusters for distribution networks. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 1-7. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385993>.
167. Keane, A., & O'Malley, M. (2005). Óptimal allocation of embedded generation on distribution networks. IEEE Transactions on Power Systems, 20(3), 1640-1646.
168. Kennedy, B. W. (2019). Energy Efficient Transformers: Design, Testing, and Operation (2da ed.). CRC Press.
169. Kern, J. D., Martins, R. S., & Bessa, R. J. (2020). Reducing losses in power distribution networks: Óptimal planning and operation. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-40748-7>.
170. Kerlinger, F. N., & Lee, H. B. (2002). Foundations of behavioral research (4th ed.). Harcourt College Publishers.
171. Khan, S., Khalid, M., & Alismail, F. (2021). Voltage regulation in distribution networks with high PV penetration: A review. IEEE Access, 9, 128103-128121. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3112981>.
172. Khatib, T. (2019). Photovoltaic power systems: Modeling, design, and control. Wiley.
173. King, D. L., et al. (2020). Field experience with performance analysis of large-scale PV plants. IEEE Journal of Photovoltaics, 10(2), 573-580. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2953764>.
174. King, D. L., Boyson, W. E., & Kratochvil, J. A. (2004). Photovoltaic array performance model (No. SAND2004-3535). Sandia National Laboratories.
175. King, D. L., Kratochvil, J. A., & Boyson, W. E. (2004). Measuring solar spectral and angle-of-incidence effects on photovoltaic modules and irradiance sensors. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
176. Kirk, A. (2016). Data visualisation: A handbook for data driven design. Sage.

177. Kjaer, S. B., Pedersen, J. K., & Blaabjerg, F. (2005). A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5), 1292-1306.
178. Köntges, M., et al. (2019). Performance Ratio Revisited: Is PR > 90% Realistic? *Progress in Photovoltaic*, 27(10), 850-865. <https://doi.org/10.1002/pip.3177>.
179. Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill.
180. Kundur, P. (2022). *Power System Stability and Control* (2nd ed.). McGraw-Hill Education.
181. Law, A. M. (2015). *Simulation modeling and analysis* (5th ed.). McGraw-Hill.
182. Leloux, J., Narvarte, L., & Trebosc, D. (2012). Review of the performance of residential PV systems in France. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1369-1376.
183. Li, R., Li, Y., & Sun, Y. (2017). Research on negative line loss in distribution network with distributed generation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 93(1), 012052. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/93/1/012052>.
184. Longatt, F. G. (2005). Estabilidad en sistemas de potencia. https://www.fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo2-1.pdf.
185. López, M., Planas, E., & García, O. (2021). Energy Transition in Cuba: Challenges and Opportunities for Sustainable Development. *Energy Policy*, 158, 112542. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112542>.
186. LUIS BÉRRIZ PÉREZ y MANUEL ÁLVAREZ GONZÁLEZ. Influencia del ángulo de inclinación de una superficie captadora solar sobre la radiación incidente. *Ecosolar Revista Científica de las Energías Renovables* [En línea]. 2004, 8. ISSN 1028-6004. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/ecosolar.asp>.
187. Makridakis, S., Wheelwright, S. C., & Hyndman, R. J. (1998). *Forecasting: methods and applications* (3rd ed.). Wiley.
188. Mansouri, I., et al. (2023). Impact of O&M Practices on PV Plant Performance: A 5-Year Comparative Study. *Solar Energy*, 262, 111850. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.111850>.
189. Mansouri, I., Alhuyi Nazari, M., & Ahmadi, M. H. (2024). Robotic cleaning vs manual O&M: Yield recovery in dust-prone solar farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 114003. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114003>.

190. Mansouri, N., Lashab, A., Sera, D., Guerrero, J. M., & Cherif, A. (2021). A comprehensive review of photovoltaic systems: Components, topologies, and control techniques. *Energies*, 14(20), 6845. <https://doi.org/10.3390/en14206845>.
191. Marion, B., MacAlpine, S., Deline, C., Asgharzadeh, A., Toor, F., Riley, D., ... & Stein, J. S. (2023). A Practical Framework for the Performance Assessment of Photovoltaic Systems. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 13(1), 189-199. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2022.3223744>.
192. Martín, N. y Ruiz, J. M. (2019). Analysis of the angular loss effects on the performance of photovoltaic modules under real operating conditions. *Renewable Energy*, 135, 963-973. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.079>.
193. Masters, G. M. (2013). *Renewable and efficient electric power systems* (2nd ed.). Wiley.
194. Masters, G. M. (2021). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (3rd ed.). Wiley-IEEE Press.
195. Mekhilef, S., Saidur, R., & Kamalisarvestani, M. (2012). Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16*(5), 2920-2925.
196. Melián, J. A., Hernández, J. C., & Llanos, J. (2020). Methodology for quantifying the reduction of grid loading due to photovoltaic generation in distribution networks. *Renewable Energy*, 147, 2342-2355. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.022>.
197. Mellit, A., et al. (2021). Artificial Intelligence for Predictive Maintenance in Solar Plants: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 150, 111460. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111460>.
198. Mellit, A., Pavan, A. M., & Lughi, V. (2023). Deep learning for multi-year yield forecasting in PV plants: A transfer learning approach. *Renewable Energy*, 202, 1328-1342. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.12.043>.
199. Mermoud, A., & Lejeune, T. (2018). *PV modules modelling for PVsyst*. PVsyst SA.
200. Mesa-Calle, J., Villa-Acevedo, W., & López-Lezama, J. M. (2023). Impacto de las fuentes de energía renovable en la estabilidad de la tensión y técnicas de evaluación. *Revista UIS Ingenierías*, 22(3), 151–166. <https://doi.org/10.18273/revuin.v22n3-2023011>.
201. Messenger, R. A., & Ventre, J. (2018). *Photovoltaic systems engineering* (4th ed.). CRC Press.

202. Micheli, L., Muller, M., & Kurtz, S. (2020). Robust soiling loss estimation for PV plants. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(3), 1101-1109. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.2978033>.
203. Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente. (2021). Plan de Estado para el Enfrentamiento al Cambio Climático: Tarea Vida. Actualización 2021. CITMA.
204. Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente. (2021). Tercera Comunicación Nacional de Cuba a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. CITMA.
205. Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Cuba. (2023). Resumen de la Política para el desarrollo perspectivo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía.
206. Montero, C. (2020). *Cuba's Energy Revolution: A Cold War History*. The University of North Carolina Press
207. Montero, I., Miranda, R., Rodríguez, Y., ... & García, A. (2020). Operation and control of a PV-diesel-battery microgrid in Cuba. *Renewable Energy Focus*, 35, 89-99. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2020.09.004>.
208. Montero, R. (2018). La política energética en Cuba: Retos para la sostenibilidad. *Revista Temas*, (93), 43-51. <http://www.temas.cult.cu/articulos/93/la-politica-energetica-en-cuba-retos-para-la-sostenibilidad>.
209. Montero, R. (2021). Integración de fuentes renovables en el SEN cubano: Experiencias y retos. *Revista Energía y Tecnología*, 15(2), 25-37.
210. Montero, R. (2021). Integración de parques fotovoltaicos en el SEN cubano: Experiencias y retos. *Revista Energía y Tecnología*, 15(2), 25-37.
211. Montero, R. (2021). Integración de parques solares fotovoltaicos a la red eléctrica nacional: Experiencias y retos. *Revista Cubana de Ingeniería*, 12(1), 84-95.
212. Montero, R. (2024). Diagnóstico técnico de parques solares en Cuba: Caso Cárdenas. *Revista Cubana de Ingeniería*, 15(1), 45-58.
213. Morales, J. L., & Rodríguez, A. (2021). Impacto de la generación distribuida fotovoltaica en la operación de transformadores de distribución en Cuba. *Revista Ingeniería Energética*, 42(3), 12-21.

214. Moussa, A., Tagliafico, L. A., & De Simone, P. (2021). Performance assessment of photovoltaic systems: Effect of geographical location and technology. *Solar Energy*, 234, 829-837. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.02.014>.
215. Muñoz, J. C. (s.f.). Modelado de los FCTS en el flujo de carga. Universidad de Los Andes. Recuperado de <https://bing.com/search?q=cargabilidad+en+l%C3%ADneas+a%C3%A9reas+de+subtransmisi%C3%B3n+y+transformadores+de+potencia+en+subestaciones+de+transmisi%C3%B3n>.
216. Narváez Pérez, C. (2017). Sistema de cálculo de cargabilidad de líneas de transmisión en sistemas eléctricos de potencia. Academia.edu. Recuperado de https://www.academia.edu/33341000/Sistema_de_c%C3%A1lculo_de_cargabilidad_de_l%C3%ADneas_de_transmisi%C3%B3n_en_sistemas_el%C3%A9ctricos_de_potencia.
217. National Fire Protection Association (NFPA). (2020). NFPA 70: National Electrical Code (NEC).
218. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2022). Best practices for photovoltaic performance loss rate calculations. NREL/TP-7A40-80695.
219. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2023). Annual Technology Baseline 2023. U.S. Department of Energy. <https://atb.nrel.gov>.
220. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2024). PVWatts Calculator. National Renewable Energy Laboratory. <https://pvwatts.nrel.gov/>.
221. Navarro, Y. (2023a). Estrategias de mitigación térmica para PSFV en climas tropicales. *Memorias CIEREE 2023*, 112-125.
222. Navarro, Y., Pérez, L., & García, A. (2019). Modelación de pérdidas técnicas en redes de distribución con alta penetración de energía fotovoltaica. *Ingeniería Energética*, 40(2), 73-82.
223. Navarro, Y., Pérez, L., & García, A. (2021). Evaluación de pérdidas técnicas en redes de subtransmisión cubanas de 34.5 kV. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT-Cuba).
224. Navarro, Y., Pérez, L., & García, A. (2023b). Análisis de redes de 34.5 kV con alta penetración FV. Centro de Investigaciones Energéticas (Cuba).
225. Nelson, V. (2013). *Introduction to renewable energy* (2nd ed.). CRC Press.
226. Nordhaus, W. D. (1994). *Managing the global commons: The economics of climate change*. MIT Press.

227. Norma Cubana NC365: (2011). Tensiones Normalizadas. Oficina Nacional de Normalización. La Habana. Cuba.
228. North American Electric Reliability Corporation (NERC). (2019). Inverter-Based Resource Performance.
https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_IBP_Report_042519.pdf.
229. Novygrad, D. S. (2021). La energía fotovoltaica y la transición energética de Cuba. Eco Solar, (78), 28-33.
230. Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI). (2022). Anuario Estadístico de Cuba 2021. Capítulo 9: Energía. <http://www.onei.gob.cu>.
231. Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI). (2023). Anuario Estadístico de Cuba 2022. Capítulo 9: Energía. <http://www.onei.gob.cu/node/19276>.
232. Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI). (2023). Anuario Estadístico de Cuba 2022. Gobierno de Cuba.
233. Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI). (2023). Anuario Estadístico de Cuba 2022. ONEI.
234. Oficina Nacional de Normalización (NC). (2014). Sistema Eléctrico Nacional. Calidad de la energía eléctrica. Límites de compatibilidad para perturbaciones conducidas en sistemas de baja y media tensión (NC 1020:2014).
235. Oficina Nacional de Normalización (NC). (2018). Sistemas de gestión de la energía. Requisitos con orientación para su uso (NC ISO 50001:2018).
236. Oficina Nacional de Normalización (NC). (2014). Sistema Electroenergético Nacional. Calidad de la energía eléctrica. Límites de compatibilidad para perturbaciones conducidas en sistemas de baja y media tensión (NC 1024:2014).
237. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. (2020). Cost-Benefit Analysis and the Environment: Further Developments and Policy Use. OECD Publishing.
238. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. (2021). The Economic Costs of Climate Change. OECD Publishing.
239. Pearsall, N. M. (2022). Photovoltaic modules: Reliability and performance. Springer Nature.

240. Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6), 787–798. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>.
241. Pérez, L., & González, A. (2023). Economic assessment of PV grid integration in weak grids: Caribbean case study. *Renewable Energy*, 202, 132-145. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.11.045>.
242. Pérez, M., González, A., Rodríguez, L., & Cárdenas, R. (2020). Actualización de modelos de predicción térmica para parques fotovoltaicos en entornos tropicales: Validación con datos operativos del Caribe. *Revista Iberoamericana de Energías Renovables*, 9(2), 45-63. <https://doi.org/10.15446/rier.v9n2.87654>.
243. Pérez, M., & González, A. (2021). Los residuos de la transición energética: un desafío para la sostenibilidad en Cuba. *Ingeniería Energética*, 42(3), 54-63.
244. Pérez, R., & Fernández, C. (2020). Guía para la evaluación de la vida útil remanente de transformadores de potencia en el SEN cubano. Editorial Científico-Técnica.
245. Pérez, Y. (2022). Integración de energías renovables en Cuba: Retos y soluciones para la estabilidad de red. *Revista Cubana de Ingeniería*, 13(2), 45-58.
246. Pérez, Y., & Ramos-Real, F. J. (2019). How to make a European integrated market in small and isolated electricity systems? The case of the Canary Islands. *Energy Policy*, 124, 134-145. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.09.032>.
247. Pérez-Arriaga, I. J. (2013). Regulación de la red para la integración a gran escala de generación renovable: Lecciones y desafíos. *Revista de Ingeniería Eléctrica*, 45(2), 89-104.
248. Pérez-Arriaga, I. J. (Ed.). (2014). *Regulation of the power sector*. Springer.
249. Pérez-Arriaga, I. J., & Batlle, C. (2012). Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1(2), 3–17.
250. Pérez-López, J. F. (2020). *Cuba's Economic Change in Comparative Perspective*. Routledge.
251. Petrone, G., Spagnuolo, G., & Vitelli, M. (2023). Power electronics for photovoltaic systems. *Annual Review of Control, Robotics, and Autonomous Systems*, 6, 155-178. <https://doi.org/10.1146/annurev-control-062322-100831>.
252. Piliouline, M., et al. (2022). Temperature losses reduction in PV modules through passive cooling: State of the art. *Renewable Energy*, 189, 438-450.

253. Pingel, S., et al. (2020). Inverter Failures as a Critical Factor in PV System Underperformance. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(4), 1096-1103. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.2986565>.
254. Pingel, S., Frank, O., & Schütze, T. (2023). Inverter efficiency decay as a critical factor in utility-scale PV yield underperformance. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 13(1), 210-219. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2022.3227101>.
255. PJM. (2019). Capacity value of transmission. PJM Manual 20: PJM Resource Adequacy Analysis. <https://www.pjm.com>.
256. PNUD & Ministerio de Energía y Minas de Cuba. (2021). Guía para la Evaluación de Proyectos de Energías Renovables en Cuba. La Habana.
257. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (2020). Evaluación económica de externalidades ambientales en proyectos renovables en Cuba. PNUD-Cuba.
258. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (2020). Guidelines for Valuing Environmental Externalities in Developing Countries. UNDP.
259. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo Cuba. (2020). Valoración económica de las externalidades ambientales en proyectos de energía renovable en Cuba. PNUD-Cuba.
260. Prakash, P., & Khatod, D. K. (2016). Óptimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 111–130. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.099>.
261. PVsyst. (2020). PVsyst user manual. PVsyst SA. <https://www.pvsyst.com/>.
262. PVsyst. (2023). Help & Knowledge Base. PVsyst SA. <https://www.pvsyst.com/help/>.
263. PVsyst. (2024). Loss diagram -- PVsyst documentation. <https://www.pvsyst.com/help/project-design/results/loss-diagram.html>
264. REE (Red Eléctrica de España). (2022). Código de red y condiciones técnicas de conexión a la red de transporte. Recuperado de <https://www.ree.es>.
265. REE. (2022). Procedimiento de Operación 12.3: Requisitos de respuesta ante huecos de tensión para instalaciones de producción. Red Eléctrica de España.
266. Rebolledo, M., González, O., & Suárez, R. (2022). Análisis de la conexión de parques solares fotovoltaicos a redes de subtransmisión en Cuba. *Memorias del Congreso Internacional Energía Renovable y Eficiencia Energética (CIEREE)*, 33-40.

267. Rebolledo, M., González, O., & Suárez, R. (2022a). Análisis de la conexión de parques solares fotovoltaicos a redes de subtransmisión en Cuba. Memorias del Congreso Internacional Energía Renovable y Eficiencia Energética (CIEREE), 33-40.
268. Rebolledo, M., González, O., & Suárez, R. (2022b). Análisis de la calidad de la energía y estabilidad en la conexión de PSFV a redes de 34.5 kV en Cuba. Memorias del Congreso Internacional Energía Renovable y Eficiencia Energética (CIEREE), 33-40.
269. Rebolledo, M., González, O., & Suárez, R. (2022c). Eficiencia energética en redes de subtransmisión: Diagnóstico y propuestas para Cuba. Editorial Científico-Técnica.
270. Reinoso, C. R., et al. (2022). Potential-Induced Degradation in Utility-Scale Solar Farms: Latin American Case Study. *Renewable Energy Focus*, 42, 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.05.003>.
271. REN21. (2024). *Renovables Global Status Report 2024 Collection*. Recuperado de <https://www.energias-renovables.com/panorama/ycuales-son-los-12-paises-con-mas-20240921/>.
272. República de Cuba. (2020). *Contribución Determinada a Nivel Nacional actualizada*. Ministerio de Relaciones Exteriores.
273. Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz. (2023a). Premisas de diseño de plantas fotovoltaicas. Parámetros clave de rendimiento: Yield y PR. Laboratorio de investigaciones fotovoltaica (LIFV) IMRE-FF. Universidad Habana.
274. Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz. (2023b). Radiación solar. Laboratorio de investigaciones fotovoltaica (LIFV) IMRE-FF. Universidad Habana.
275. Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz. (2023c). Sistemas fotovoltaicos, configuraciones y componentes principales. Laboratorio de investigaciones fotovoltaica (LIFV) IMRE-FF. Universidad Habana.
276. Roca, L. V., & Suárez, R. D. (2023). *Evaluación del desempeño de parques solares fotovoltaicos en Cuba: Casos de estudio 2018-2023*. Editorial UNE.
277. Rodríguez, J. R., Biel, D., & Guinjoan, F. (2011). Análisis de la estabilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a red mediante la respuesta frecuencial de la impedancia. <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/14791/análisis.pdf>.
278. Romero Pereira, M. C., & Sánchez Coria, A. (2022). Impactos ambientales de sistemas de energía solar fotovoltaica: una revisión de análisis de ciclo de vida y otros estudios.

- Universidad EIA. <https://repository.eia.edu.co/entities/publication/707f9f0e-90a1-4153-a44d-6690fc75080c>.
279. Saadat, H. (1999). *Power system analysis*. McGraw-Hill.
280. Saadat, H. (2010). *Power system analysis* (3rd ed.). PSA Publishing.
281. Salazar Altamirano, M. del R. (2013). *Alternativas de solución para el incremento de cargabilidad en líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional* (Tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México. Recuperado de <https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2013/agosto/0698215/0698215.pdf>.
282. Salkind, N. J. (1999). *Métodos de investigación* (3a ed.). Prentice Hall.
283. Sánchez, H., & Reyes, C. (2015). *Metodología y diseño en la investigación científico*. Editorial Universidad San Martín de Porres.
284. Sánchez, H., & Reyes, C. (2015). *Metodología y diseños en la investigación científica*. Editorial Universidad San Martín de Porres.
285. Sánchez, L., Ramírez, J., & González, A. (2023). Solar PV integration in Caribbean grids: Voltage profiles and mitigation strategies. *Renewable Energy Focus*, 44, 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.12.002>.
286. Sánchez-Friera, P., et al. (2023). PID mechanisms and remediation in PV modules: 10-year review. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 250, 112087. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.112087>.
287. Sandia National Laboratories. (s.f.). Performance Ratio. PV Performance Modeling Collaborative. Recuperado el 11 de enero de 2026, de <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/5-ac-system-output/pv-performance-metrics/performance-ratio/>.
288. Sargent, R. G. (2013). Verification and validation of simulation models. *Journal of Simulation*, 7(1), 12-24.
289. Saunders, M., Lewis, P., & Thornhill, A. (2019). *Research methods for business students* (8th ed.). Pearson.
290. Shahidehpour, M., Yamin, H., & Fu, Y. (2019). *Restructured electric power systems: Analysis of electricity markets with equilibrium models*. Wiley.
291. Siecker, J., Kusakana, K., & Numbi, B. P. (2021). A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 137, 110612. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110612>.

292. Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5), 614-624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>.
293. Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, 34(1), 23-29.
294. SMA Solar Technology AG. (2020). Operating guidelines for PV inverter cooling systems (Technical Note TN-072). https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/TN-072_EN.pdf.
295. SMA Solar Technology AG. (2023). Technical Information: Sunny Highpower PEAK3. <https://www.sma.de>.
296. Smil, V. (2017). *Energy Transitions: Global and National Perspectives* (2nd ed.). Praeger.
297. SolarPower Europe. (2022). *Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants* (3rd ed.). SolarPower Europe. <https://www.solarpowereurope.org/>.
298. Solarweb, (2019) [43dcd9a7-70db-4a1f-b0ae-981daa162054] (<https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaiica-aspectos-economicos-legales-administrativos/45906-distancia-separacion-minima-dos-parques-fotovoltaiicos-conectados-red-print.html?citationMarker=43dcd9a7-70db-4a1f-b0ae-981daa162054> "4").
299. Sotysolar. (2022). El efecto de la temperatura en los paneles fotovoltaicos. <https://sotysolar.es/blog/placas-solares-temperatura>.
300. Stolik Novygrad, D. (2019). *Energía fotovoltaica para Cuba* (555 pág.). la Habana, Cuba: Editorial Cubasolar.
301. SU-Eléctrica. (2023). Protocolo de mantenimiento para parques solares fotovoltaicos. Unión Eléctrica de Cuba.
302. Suárez, A., & González, Y. (2022). Evaluación de márgenes de carga en transformadores de 110/34.5 kV ante la integración de fuentes renovables no convencionales. *Memorias del Evento Científico de la Unión Eléctrica (CUBAENERGÍA)* (pp. 78-89). Unión Eléctrica de Cuba.
303. SunFields. (2025). ¿Cómo la temperatura afecta a las placas solares? <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/temperatura>
304. Sungrow Power Supply Co., Ltd. (2024). SG3500HV-MV - 3500kW Solution. <https://en.sungrowpower.com>.

305. Tébar, J., et al. (2022). Thermal losses in PV systems: Caribbean case study. *Energy Conversion and Management*, 254, 115210. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115210>.
306. Thermal Engineering. (2024). Efectos térmicos en sistemas fotovoltaicos. <https://www.thermal-engineering.org/es/efectos-termicos-en-sistemas-fotovoltaicos>.
307. Tina, G. M., Rosa-Clot, M., & Rosa-Clot, P. (2012). Thermal modeling of photovoltaic systems. In *Comprehensive Renewable Energy* (Vol. 1, pp. 353-380). Elsevier.
308. Tornasol Energy. (2024). Las 5 últimas grandes innovaciones en el campo de la energía solar a nivel mundial. Recuperado de <https://www.tornasol.energy/blogs/news/las-5-ultimas-grandes-innovaciones-en-el-campo-de-la-energía-solar-a-nivel-mundial-octubre-2024-tornasol-energy>
309. UL LLC. (2020). Standard for photovoltaic module extended cycle stress testing (UL 3703 Ed. 2).
310. UNAM. (2023). Capítulo 2: Calidad de la energía. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/288/5/A5.pdf>.
311. Unión Eléctrica [UNE]. (2019). Norma técnica para operación de redes de distribución. La Habana: Autor.
312. Unión Eléctrica (SU-Eléctrica). (2020a). Manual de Procedimientos para la Conexión de Fuentes de Energía Renovable no Convencionales (FERNOC) a la Red Eléctrica Nacional.
313. Unión Eléctrica (SU-Eléctrica). (2020b). Manual de Procedimientos para la Operación y Mantenimiento de Redes de Subtransmisión.
314. Unión Eléctrica de Cuba. (2003). Manual de procedimientos para los sistemas fotovoltaicos. (2003). La Habana: Ministerio de Energía y Minas.
315. Unión Eléctrica de Cuba (UNE). (2023). Informe de Gestión Anual 2022. Ministerio de la Industria Básica.
316. Unión Eléctrica de Cuba. (2023). Metodología para la evaluación económica de proyectos de fuentes renovables de energía. Ministerio de la Industria Básica.
317. Unión Eléctrica Dirección de Distribución (MIMEM). (2025). Premisas para la construcción de las líneas de evacuación de los parques fotovoltaicos. Ciudad de la Habana. Cuba.
318. Unión Europea. (2012). Directiva 2012/19/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE). Diario Oficial

- de la Unión Europea L 197/38. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32012L0019>
319. U.S. Environmental Protection Agency. (2023). Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances. EPA.
 320. Verevkin, Y. K., Velázquez, N., & Rosas, R. (2022). Analysis of solar resource variability for photovoltaic applications in the Caribbean region. *Solar Energy*, 236, 640-652. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.03.042>
 321. Villalva, M. G. (2016). *Energía solar fotovoltaica: Conversión, sistemas y aplicaciones*. Érica.
 322. Vivar, M. (2021). Grid-connected photovoltaic systems. In S. Castaño (Ed.), *Advances in solar photovoltaic energy systems* (pp. 39-68). IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.95831>.
 323. Vizcón Toledo, R. (2021). Metodología de cálculo de índices de prefactibilidad termoeconómica y ambiental. Estudio de casos. Universidad de Matanzas. <https://cict.umcc.cu>.
 324. Wood, A. J., & Wollenberg, B. F. (1996). *Power generation, operation, and control* (2^a ed.). John Wiley & Sons.
 325. World Bank. (2021). Climate Change Knowledge Portal: Cuba Country Profile. World Bank Group.
 326. World Bank. (2022). State and Trends of Carbon Pricing 2022. World Bank.
 327. Xolary. (s.f.). Degradación anual del rendimiento de los paneles solares. Recuperado el 11 de enero de 2026, de <https://xolary.com/degradacion-anual-del-rendimiento-de-los-paneles-solares/>
 328. Xu, Y., Li, J., Tan, Q., Peters, A. L., & Yang, C. (2018). Global status of recycling waste solar panels: A review. *Waste Management*, 75, 450-458. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.01.036>.
 329. Yin, R. K. (2018). *Case study research and applications: Design and methods* (6th ed.). SAGE Publications.
 330. Zimmerman, R. D., Murillo-Sánchez, C. E., & Thomas, R. J. (2011). MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), 12-19.

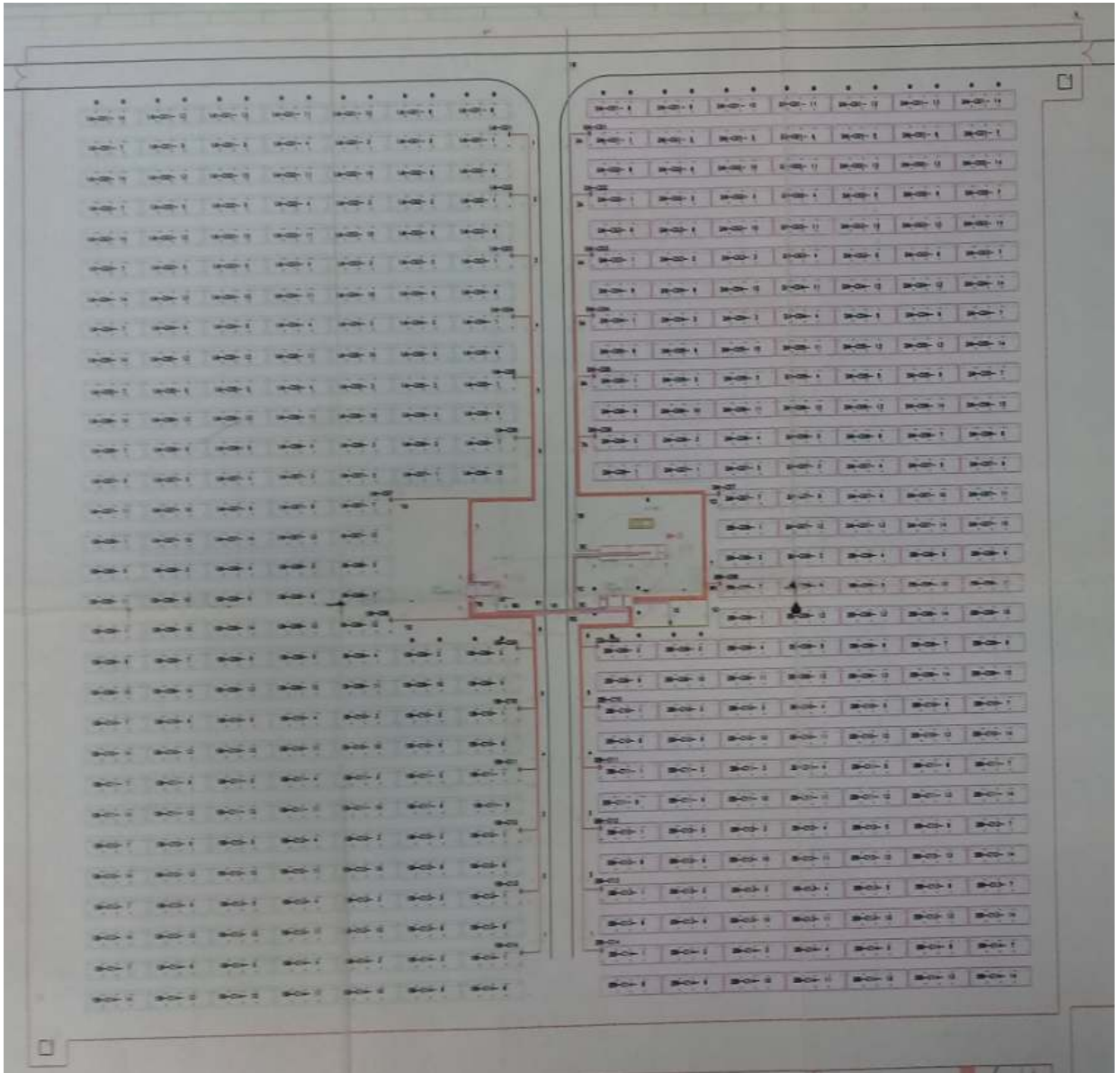
331. Zhu, Y., Liu, J., & Shi, D. (2022). Dynamic voltage control in distribution systems with PV: A hardware-in-the-loop validation. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 13(1), 512-523. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2021.3105267>.

Anexos

Anexo 1. Datos módulo fotovoltaico



Anexo 2. Arreglo fotovoltaico PFV Cárdenas III.



Anexo 3. Datos de los Inversores.

13.1.1 Input data (DC side)

Parameter	Specification
Max. DC voltage	1000 V
MPPT voltage range under full load	460 V ~ 850 V
Min. DC voltage	460 V
Max. input current	2440 A

13.1.2 Output data (Grid side)

Parameter	Specification
Nominal output power	1000 kW
Max. output apparent power	1100 kVA
Max. AC output current	18.4 A / 46 A
Nominal grid voltage	34.5 kV / 13.8 kV
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency	45 ~ 55 Hz / 55 ~ 65 Hz
THD	< 3% at nominal power
DC current injection	< 0.5% at nominal output current
Power factor	0.9 (lagging)~0.9 (leading)

13.1.3 Mechanical parameters

Parameter	Specification
Dimensions(W×H×D)	6058 mm x 2896 mm x 2438 mm
Weight	11.5 t

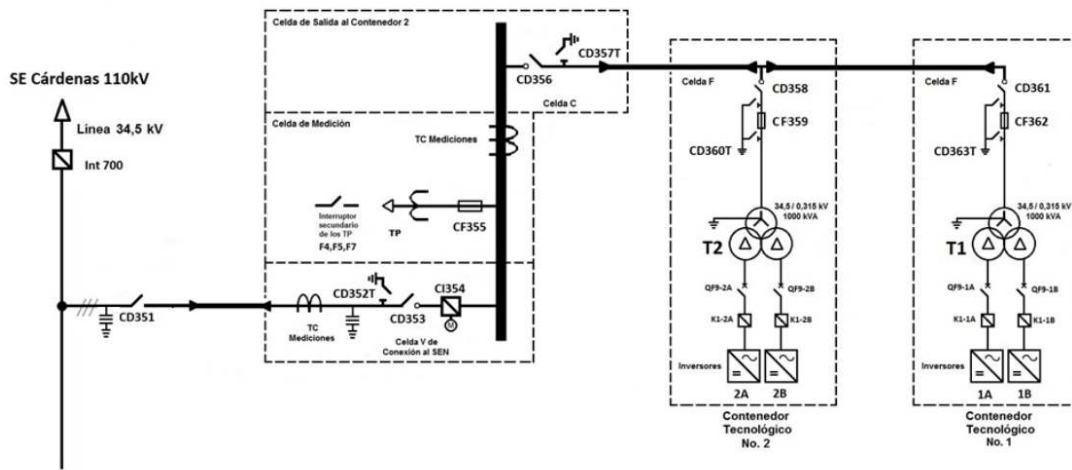
13.1.4 System data

Parameter	Specification
Max. efficiency (module room)	99%
European efficiency (module room)	98.7%
Protection Class	IP54
Operating temperature range	-35°C to +60°C (>50°C derating)
Cooling method	Temperature controlled air cooling
Relative humidity	0 ~ 95% (non-condensing)
Communication port/protocol	RS485, Internet

Anexo 4. Foto mesa-string.



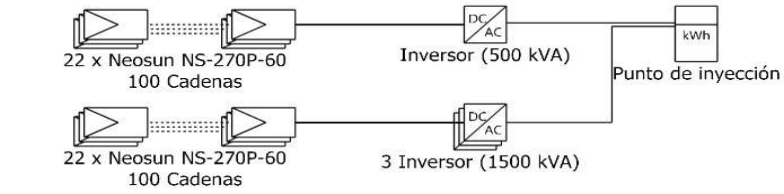
Anexo 5. Monolíneal PFV Cárdenas III.



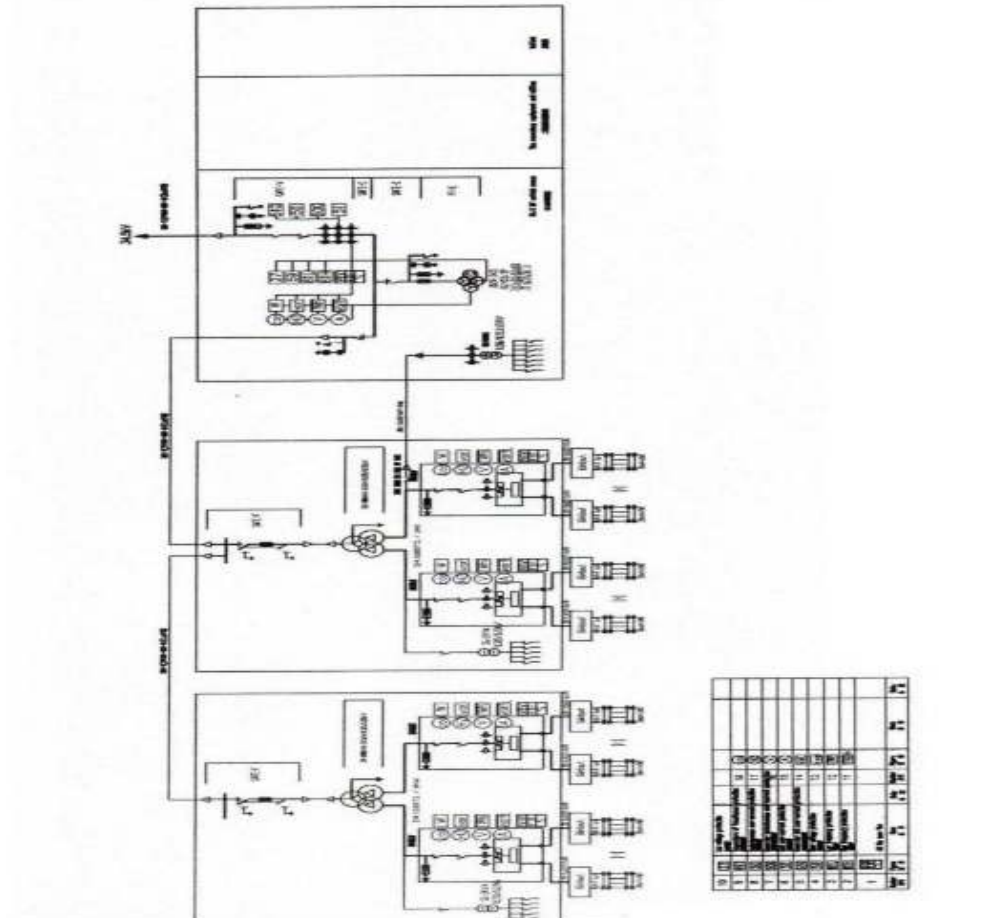


PVsyst V7.4.0
VC0, Fecha de simulación:
17/01/25 12:01
con V7.4.0

Diagrama unifilar



ESQUEMA MONOLINEAL DE UN PARQUE DE 2,2MWp CONECTADO A 34,5 kV



Anexo 7. Pérdidas de potencia de línea con la generación FV de 2.2 MW.

Horas	Generación FV Potencia Activa (kW)	Demanda línea (kW)	Pérdidas (kW)
0	0,0	613,2	22,0
1	0,0	600,6	21,9
2	0,0	586,8	21,8
3	0,0	579,9	21,8
4	0,0	613,2	22,3
5	0,0	642,0	22,7
6	0,0	684,4	23,2
7	10,0	610,9	22,2
8	190,0	624,7	22,5
9	570,0	579,9	21,7
10	930,0	594,9	23,8
11	1130,0	555,8	24,7
12	1310,0	565,0	33,4
13	1360,0	553,5	34,0
14	1330,0	568,5	31,3
15	1260,0	616,7	28,5
16	920,0	698,2	25,9
17	660,0	725,8	23,1
18	370,0	737,3	23,2
19	120,0	687,9	22,7
20	10,0	668,4	22,4
21	0,0	660,3	22,4
22	0,0	651,1	22,3
23	0,0	639,7	22,3

Anexo 8. Pérdidas de potencia de línea sin la generación FV de 2.2 MW.

Horas	Generación FV Potencia Activa (kW)	Demanda línea (kW)	Pérdidas (kW)
0	0	613,2	22,0
1	0	600,6	21,9
2	0	586,8	21,8
3	0	579,9	21,8
4	0	613,2	22,3
5	0	642,0	22,7
6	0	684,4	23,2
7	0	610,9	22,2
8	0	624,7	22,6
9	0	579,9	21,9
10	0	594,9	23,8
11	0	555,8	24,4
12	0	565,0	33,0
13	0	553,5	33,6
14	0	568,5	30,9
15	0	616,7	28,3
16	0	698,2	26,1
17	0	725,8	23,4
18	0	737,3	23,5
19	0	687,9	22,8
20	0	668,4	22,4
21	0	660,3	22,4
22	0	651,1	22,3
23	0	639,7	22,3

Anexo 9. Comparación de la tensión en sus 3 escenarios: base, normal y límite (salida PSFV).

Horas	Salida PSFV sin FV (kV)	Salida PSFV 2,2 MW (kV)	Salida PSFV 21,8 MW (kV)	Tensión nominal (-5%)	Tensión nominal (+5%)	Escenario normal-base C/B (%)	Escenario límite-base D/B (%)	Escenarios límite-normal D/C (%)
1	34,0	35,2	35,2	32,8	36,2	3,5	3,5	0
2	34,2	35,3	35,3	32,8	36,2	3,2	3,2	0
3	34,3	35,4	35,4	32,8	36,2	3,1	3,1	0
4	34,4	35,4	35,4	32,8	36,2	2,9	2,9	0
5	34,5	35,4	35,4	32,8	36,2	2,9	2,9	0
6	34,4	35,4	35,4	32,8	36,2	2,9	2,9	0
7	34,2	35,1	35,1	32,8	36,2	2,7	2,7	0
8	34,2	35,0	35,2	32,8	36,2	2,5	2,9	0
9	34,2	34,9	35,3	32,8	36,2	2,1	3,3	1
10	34,0	34,7	35,3	32,8	36,2	2,2	3,8	2
11	34,2	34,8	35,4	32,8	36,2	1,8	3,6	2
12	34,0	34,7	35,3	32,8	36,2	2,1	4,0	2
13	34,0	34,7	35,4	32,8	36,2	2,2	4,2	2
14	33,8	34,7	35,4	32,8	36,2	2,8	4,7	2
15	33,8	34,5	35,2	32,8	36,2	2,2	4,1	2
16	33,6	34,4	35,0	32,8	36,2	2,4	4,1	2
17	33,2	34,1	34,5	32,8	36,2	2,8	4,0	1
18	32,9	33,9	34,2	32,8	36,2	2,9	3,9	1
19	33,1	34,1	34,2	32,8	36,2	3,1	3,3	0
20	33,4	34,5	34,5	32,8	36,2	3,2	3,2	0
21	33,4	34,7	34,7	32,8	36,2	3,9	3,9	0
22	33,5	34,7	34,7	32,8	36,2	3,8	3,8	0
23	33,6	34,9	34,9	32,8	36,2	3,6	3,6	0
24	33,8	35,0	35,0	32,8	36,2	3,6	3,6	0
máx	34,5	35,4	35,4	32,8	36,2	3,9	4,7	2,0
mín	32,9	33,9	34,2	32,8	36,2	1,8	2,7	0,0
prom	33,9	34,8	35,1	32,8	36,2	2,8	3,5	0,7

Anexo 10. Comparación de la tensión en sus 3 escenarios: base, normal y límite (nodo final línea).

Horas	Final Línea sin FV (kV)	Final Línea 2,2 MW (kV)	Final Línea 21,8 MW (kV)	Tensión nominal (-5%)	Tensión nominal (+5%)	Escenario normal-base C/B (%)	Escenario límite-base D/B (%)	Escenario límite-normal D/C (%)
1	34,0	35,2	35,2	32,8	36,2	3,5	3,5	0
2	34,2	35,3	35,3	32,8	36,2	3,2	3,2	0
3	34,3	35,4	35,4	32,8	36,2	3,1	3,1	0
4	34,4	35,4	35,4	32,8	36,2	2,9	2,9	0
5	34,4	35,4	35,4	32,8	36,2	2,9	2,9	0
6	34,4	35,3	35,3	32,8	36,2	2,9	2,9	0
7	34,1	35,1	35,1	32,8	36,2	2,7	2,7	0
8	34,2	35,0	35,2	32,8	36,2	2,5	2,9	0
9	34,2	34,9	35,3	32,8	36,2	2,1	3,3	1
10	33,9	34,7	35,2	32,8	36,2	2,2	3,8	2
11	34,1	34,7	35,4	32,8	36,2	1,8	3,6	2
12	33,9	34,6	35,3	32,8	36,2	2,1	4,1	2
13	33,9	34,7	35,3	32,8	36,2	2,2	4,2	2
14	33,7	34,7	35,3	32,8	36,2	2,8	4,7	2
15	33,7	34,5	35,1	32,8	36,2	2,2	4,1	2
16	33,6	34,4	35,0	32,8	36,2	2,4	4,1	2
17	33,2	34,1	34,5	32,8	36,2	2,8	4,1	1
18	32,9	33,8	34,1	32,8	36,2	2,9	3,9	1
19	33,1	34,1	34,2	32,8	36,2	3,1	3,3	0
20	33,4	34,4	34,4	32,8	36,2	3,2	3,2	0
21	33,4	34,7	34,7	32,8	36,2	3,9	3,9	0
22	33,4	34,7	34,7	32,8	36,2	3,8	3,8	0
23	33,6	34,8	34,8	32,8	36,2	3,6	3,6	0
24	33,8	35,0	35,0	32,8	36,2	3,6	3,6	0
máx	34,4	35,4	35,4	32,8	36,2	3,9	4,7	2,0
mín	32,9	33,8	34,1	32,8	36,2	1,8	2,7	0,0
prom	33,8	34,8	35,0	32,8	36,2	2,9	3,6	0,7

Anexo 11. Pérdidas potencia y relativas (diferencia porcentual) en la línea con y sin la generación FV de 2.2 MW.

Horas	Con Generación PSFV más Línea MU700 (kW)	Sin Generación PSFV más Línea MU700 (kW)	Demanda total línea en (kW)	Generación PSFVen (kW)	Pérdidas relativas
0	22,0	22,0	613,2	0,00	-0,01%
1	21,9	21,9	600,6	0,00	-0,01%
2	21,8	21,8	586,8	0,00	-0,01%
3	21,8	21,8	579,9	0,00	-0,01%
4	22,3	22,3	613,2	0,00	-0,01%
5	22,7	22,7	642,0	0,00	-0,01%
6	23,2	23,2	684,4	0,00	-0,01%
7	22,2	22,2	610,9	10,00	-0,05%
8	22,5	22,6	624,7	190,00	-0,62%
9	21,7	21,9	579,9	570,00	-0,83%
10	23,8	23,8	594,9	930,00	-0,13%
11	24,7	24,4	555,8	1130,00	0,92%
12	33,4	33,0	565,0	1310,00	1,12%
13	34,0	33,6	553,5	1360,00	1,39%
14	31,3	30,9	568,5	1330,00	1,36%
15	28,5	28,3	616,7	1259,99	0,90%
16	25,9	26,1	698,2	920,00	-0,80%
17	23,1	23,4	725,8	660,00	-1,39%
18	23,2	23,5	737,3	370,00	-1,23%
19	22,7	22,8	687,9	120,00	-0,50%
20	22,4	22,4	668,4	10,00	-0,06%
21	22,4	22,4	660,3	0,00	-0,02%
22	22,3	22,3	651,1	0,00	-0,01%
23	22,3	22,3	639,7	0,00	-0,01%
máx	34,0	33,6	737,3	1360,0	
mín	21,7	21,8	553,5	0,0	

Anexo 12. Pérdidas en el transformador de potencia subestación con y sin efecto generación de 2.2 MW.

Horas	Con Generación PSFV más Línea MU700 (kW)	Sin Generación PSFV más Línea MU700 (kW)	Generación FV en (kW)	Diferencia porcentual con y sin FV (%)
0	30,79	30,79	0	0
1	30,20	30,20	0	0
2	29,36	29,36	0	0
3	29,27	29,27	0	0
4	29,70	29,70	0	0
5	31,52	31,52	0	0
6	34,48	34,48	0	0
7	35,05	35,12	10	0
8	35,94	36,58	190	-2
9	34,87	36,67	570	-5
10	34,18	37,12	930	-8
11	37,28	41,35	1130	-10
12	36,92	41,55	1310	-11
13	32,93	37,16	1360	-11
14	36,46	41,15	1330	-11
15	37,46	42,08	1260	-11
16	41,06	44,83	920	-8
17	49,90	52,93	660	-6
18	48,93	50,55	370	-3
19	40,52	40,95	120	-1
20	35,14	35,17	10	0
21	35,12	35,12	0	0
22	35,10	35,10	0	0
23	35,08	35,08	0	0
máx	49,9	52,9	1360	
min	29,3	29,3	10	

Anexo 13. Cargabilidad transformador de potencia: escenario base, normal y límite.

Horas	Zona crítica	Hasta (zona de atención)	Hasta (operación cómoda)	Base sin FV	Normal con FV (2,2 MW)	Límite con FV (21,8 MW)	Reducción porcentual horaria (%)		
							Base-Normal	Base-Límite	Normal-Límite
0	100	90	70	35,6	35,6	35,5	0,0	0,3	0,2
1	100	90	70	34,7	34,7	34,6	0,1	0,3	0,2
2	100	90	70	33,3	33,2	33,2	0,1	0,3	0,2
3	100	90	70	33,1	33,1	33,0	0,1	0,3	0,2
4	100	90	70	33,7	33,7	33,6	0,1	0,3	0,2
5	100	90	70	36,4	36,4	36,3	0,1	0,3	0,2
6	100	90	70	40,7	40,7	40,6	0,0	0,3	0,2
7	100	90	70	41,5	41,4	31,6	0,3	23,8	23,6
8	100	90	70	43,5	42,7	17,9	1,8	58,8	58,0
9	100	90	70	43,8	41,7	19,6	4,9	55,2	52,9
10	100	90	70	44,6	41,1	38,8	7,9	13,1	5,6
11	100	90	70	49,1	44,7	37,3	9,1	24,1	16,5
12	100	90	70	49,5	44,5	42,8	10,2	13,6	3,7
13	100	90	70	44,8	39,7	41,3	11,5	7,8	-4,3
14	100	90	70	49,3	44,1	34,2	10,5	30,6	22,5
15	100	90	70	50,2	45,3	24,3	9,9	51,6	46,2
16	100	90	70	53,1	49,3	20,8	7,1	60,9	57,9
17	100	90	70	60	58	38,4	4,3	36,3	33,5
18	100	90	70	58,0	56,5	52,1	2,5	10,2	7,9
19	100	90	70	48,6	48,2	48,5	1,0	0,2	-0,7
20	100	90	70	42,0	41,9	41,9	0,1	0,2	0,1
21	100	90	70	41,8	41,8	41,7	0,0	0,2	0,2
22	100	90	70	41,6	41,6	41,5	0,0	0,2	0,2
23	100	90	70	41,4	41,4	41,3	0,0	0,2	0,2
max				60,3	57,7	52,1	11,5	60,9	58,0
min				33,1	33,1	17,9	0,0	0,2	-4,3

Anexo 14. Datos del sitio, nuevo proyecto.

Proyecto

Nombre del proyecto: Cardenas III Nombre del cliente: No definido

Archivo del sitio: Varadero_MN80.SIT Meteororm 8.0 (1991-2005), Sat=100% Cuba

Archivo meteo: Varadero_MN80_SYN.MET Meteororm 8.0 (1991-2005), Sat=100% Sintético

Simulación realizada (versión 7.4.0, fecha 17/01/25)

Variante

Variante n°: VCO : Nueva variante de simulación

Resumen de resultados

Tipo de sistema: Sin escena 3D definida, sin sombras

Producción del sistema	3960 MWh/año
Producción específica	1667 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.829
Producción normalizada	4.57 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.88 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema.	0.06 kWh/kWp/día

Anexo 15. Datos del sitio Varadero.

Datos de origen (sitio, valores mensuales)

País / Región: América del Norte Sitio: Varadero Meteororm 8.0 (1991-2005), Sat=100%

Archivo meteo a crear (datos por hora)

Tipo: Sintético Sitio: Varadero

Fuente: Meteororm 8.0 (1991-2005), Sat=100%

Nombre de archivo: Varadero_MN80_SYN.MET

Semilla inicial aleatoria: 1

	Global [kWh/m ² /mes]	Difuso [kWh/m ² /mes]	Temper. [°C]
Enero	121.2	42.9	19.6
Febrero	131.7	55.8	21.2
Marzo	177.9	62.5	23.1
Abril	192.3	66.9	24.7
Mayo	189.8	90.1	26.3
Junio	187.3	91.9	26.8
Julio	197.0	83.8	27.3
Agosto	183.9	85.2	27.0
Septiembre	160.6	71.2	25.5
Octubre	146.7	64.6	24.8
Noviembre	117.3	53.6	22.1
Diciembre	104.0	51.0	21.2
Año	1909.7	819.5	24.1

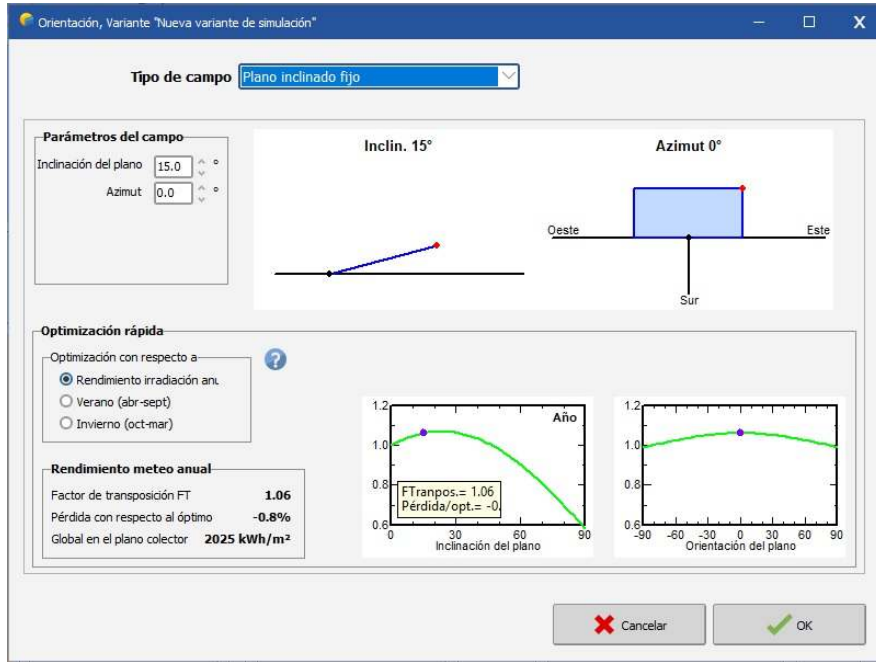
Unidades de irradiación:

- kWh/m²/día
- kWh/m²/mes
- MJ/m²/día
- MJ/m²/mes
- W/m²
- Índice de claridad Kt

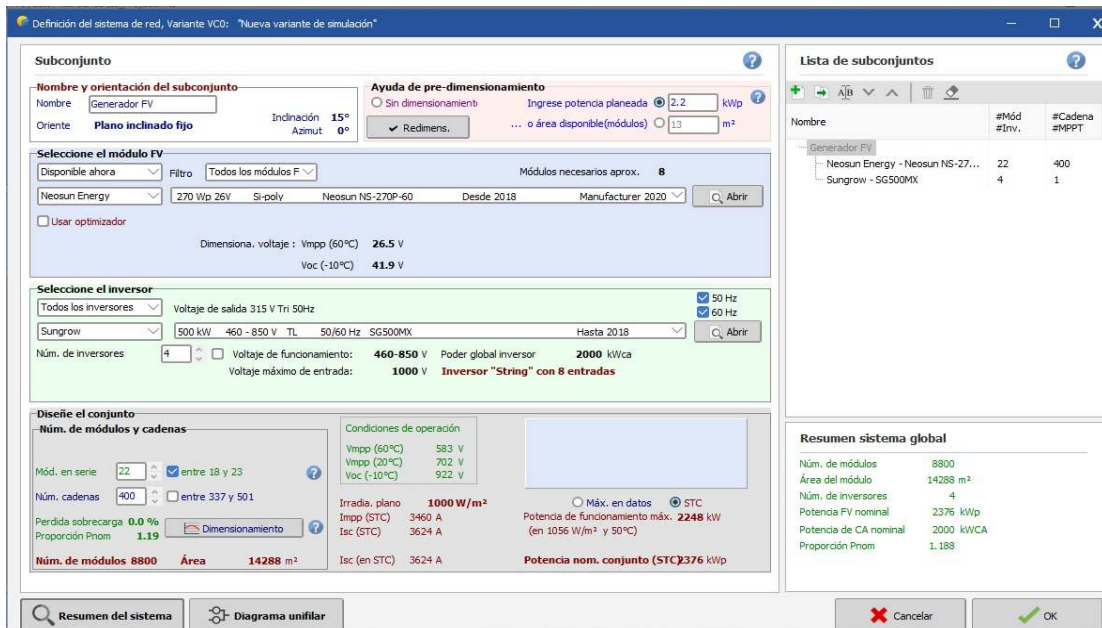
Opciones de generación:

- Usar difuso mensual
- Tipología de la región (para temperaturas): **Sitio abierto, terreno abierto, pequeña pendiente, sin línea de horizonte**

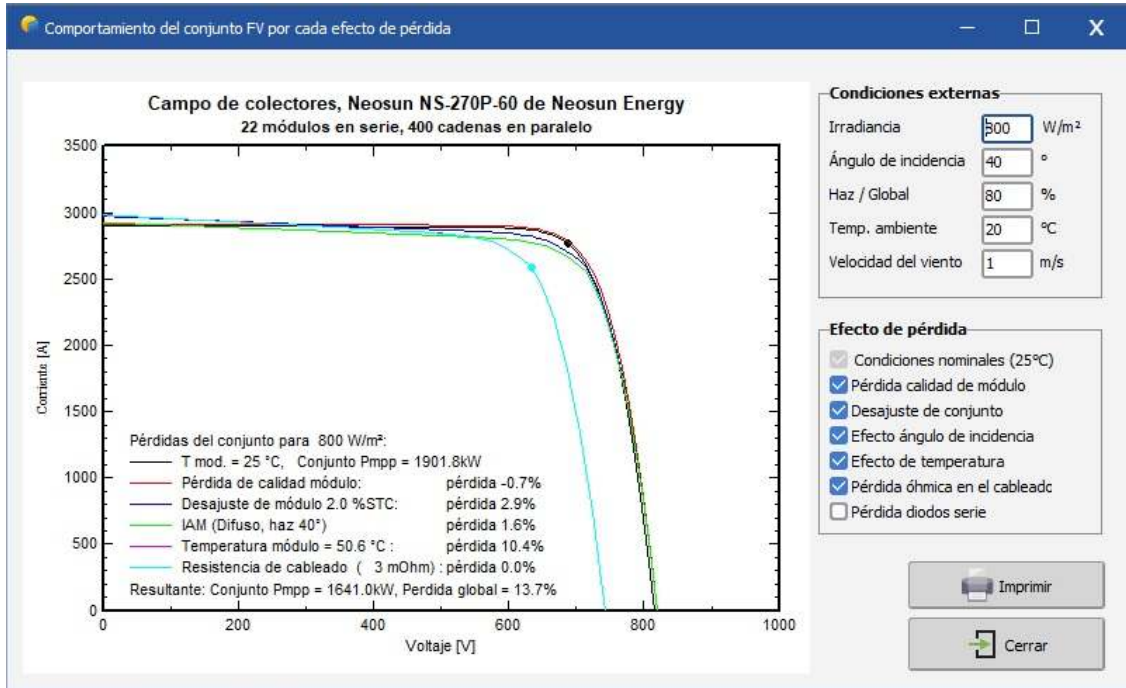
Anexo 16. Datos sobre la configuración del PSFV.



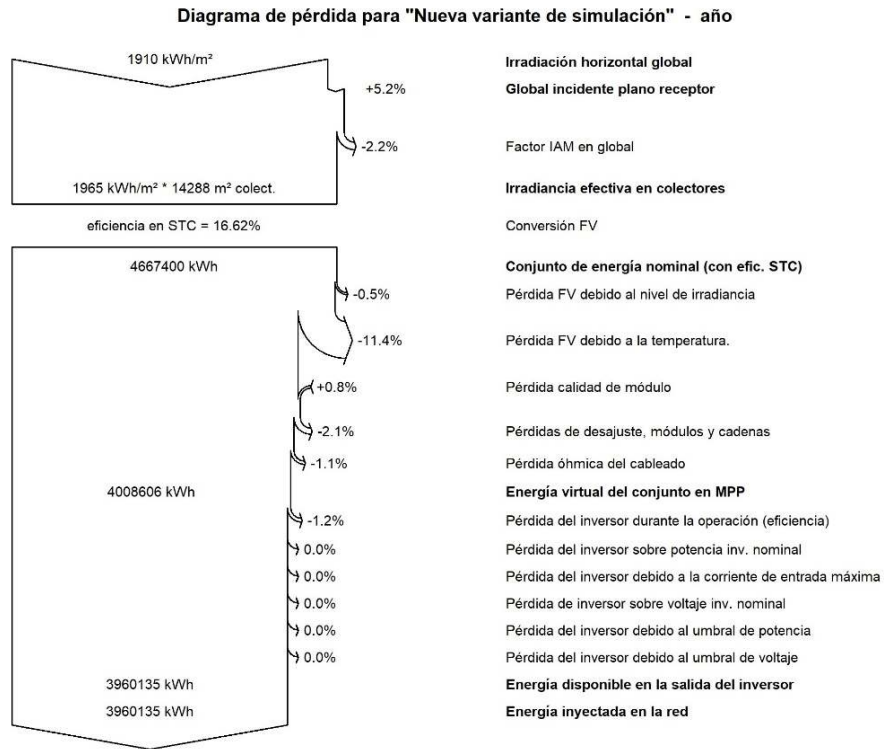
Anexo 17. Datos de las configuraciones técnicas del PSFV.



Anexo 18. Datos de pérdidas según las configuraciones técnicas del PSFV.



Anexo 19. Diagrama de pérdidas del Cárdenas 3.



Anexo 20. Temperatura ambiente del PSFV Cárdenas 3.

MES	Temp PVSyst	Temp 2018	Temp 2019	Temp 2020	Temp 2021	Temp 2022	Temp 2023
Enero	19,64		18,32	19,17	23,61	24,11	22,84
Febrero	21,17		19,84	25,53	22,42	24,37	23,93
Marzo	23,10		20,82	24,80	16,53	24,82	23,35
Abril	24,66		30,97	29,31	27,62	27,16	27,06
Mayo	26,33		27,00	27,50	25,98	27,71	28,11
Junio	26,80		26,52	28,80	28,33	28,44	29,73
Julio	27,25		28,52	28,20	28,28	29,45	29,88
Agosto	26,95	28,81	28,26	29,93	29,41	28,87	29,18
Septiembre	25,52	28,92	27,88	28,05	28,72	26,60	26,71
Octubre	24,79	24,97	21,00	27,46	27,94	22,21	28,18
Noviembre	22,09	25,76	24,66	27,19	27,04	29,23	27,49
Diciembre	21,18	36,26	23,24	23,46	23,75	25,04	20,10
Promedio anual	24,12	28,94	24,75	26,62	25,80	26,50	26,38
max	27,25	36,26	30,97	29,93	29,41	29,45	29,88
min	19,64	24,97	18,32	19,17	16,53	22,21	20,10

Anexo 21. Tabla Temperatura del módulo FV del PSFV Cárdenas 3.

MES	Temp 2018	Temp 2019	Temp 2020	Temp 2021	Temp 2022	Temp 2023
Enero		24,43	24,24	27,87	29,23	25,41
Febrero		33,78	34,93	27,10	29,82	28,55
Marzo		32,53	32,39	20,52	30,13	24,32
Abril		35,74	36,70	34,05	33,40	33,20
Mayo		36,74	33,25	34,80	27,71	33,30
Junio		38,66	35,49	35,11	34,30	35,60
Julio		39,28	33,90	35,35	29,45	32,22
Agosto	36,26	38,46	37,57	36,34	28,87	38,50
Septiembre	36,20	37,09	32,92	35,15	26,60	33,20
Octubre	30,50	29,32	33,24	33,42	22,21	31,20
Noviembre	31,63	29,30	30,85	31,23	34,30	30,20
Diciembre	24,80	29,21	20,54	28,33	29,18	28,00
Promedio anual	31,88	33,71	32,17	31,61	29,60	31,14
max	36,26	39,28	37,57	36,34	34,30	38,50
min	24,80	24,43	20,54	20,52	22,21	24,32

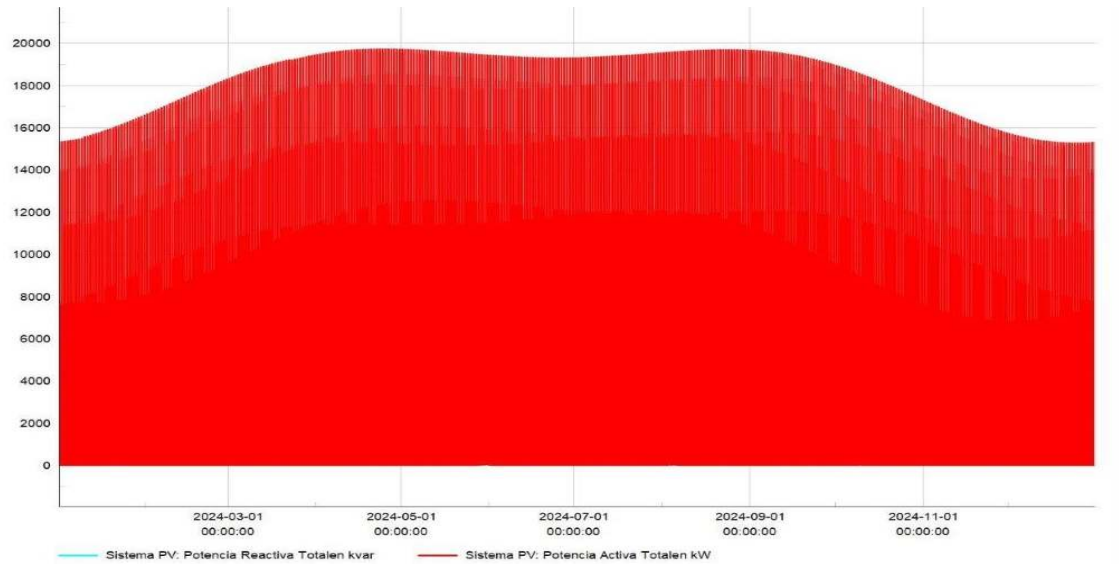
Anexo 22. Calidad de la energía y la estabilidad dinámica.

Parámetros	Calidad de la energía eléctrica	Estabilidad dinámica del sistema eléctrico
Frecuencia nominal	debe mantenerse estable (50/60 Hz) tolerancia estrecha	indicador crítico de estabilidad ante variaciones rápidas
Tensión RMS	debe mantenerse dentro del ($\pm 10\%$) del valor nominal	las oscilaciones de tensión pueden evidenciar pérdidas de sincronismo o control.
THD (armonicos)	refleja la distorsión de la forma de onda. Valores aceptables $< 5\%$.	valores altos pueden causar resonancias e interferir con la respuesta dinámica.
Flicker (parpadeo)	cambios rápidos de tensión que afectan la iluminación	normalmente no se analiza como parámetro crítico en estudios dinámicos
Desbalance de tensiones	desequilibrio entre fases (ideal $< 2\%$) puede afectar equipos sensibles	puede provocar asimetría en el comportamiento dinámico de la red
RoCoF (tasa cambio frecuencia)	no suele incluirse en estudios de calidad tradicionales	indicador clave de estabilidad, valores altos sigieren falta de inercia.
Ángulo de sincronismo (δ)	no se analiza directamente	fundamental para evaluar estabilidad angular en sistemas con generadores sincros
Constante de inercia (H)	no aplicable	determina la capacidad del sistema para resistir variaciones bruscas de frecuencia.
Tiempo de recuperación	no se utiliza como métrica directa	tiempo que tarda el sistema en volver a equilibrio tras una perturbación.
Relevancia en FV	alta influencia directa en cumplimiento normativo y operación segura de inversiones	alta importante para evitar fallos sistemicos en eventos de conexión / desconexión

Anexo 23. Dimensionamiento en hoja Excel del PSF 2.2 MW.

Potencia PSFV MWp	2,37									
NOCT	45,00									
Tk()	0,0045									
S	800									
Nº	Mes	Cant. días	$\beta=15^\circ$	T _{amb}	η_{pmp}	η_{inv}	η_g	PR	E _G mwh/día	E _G mwh/mes
1	Ene	31	4,95	27,02	0,878	0,978	0,894	0,77	9,0	279
2	Feb	28	5,48	27,89	0,875	0,978	0,894	0,76	9,9	278
3	Mar	31	5,81	29,00	0,870	0,978	0,894	0,76	10,5	325
4	Abr	30	6,31	30,70	0,862	0,978	0,894	0,75	11,3	338
5	May	31	5,86	31,65	0,858	0,978	0,894	0,75	10,4	323
6	Jun	30	5,75	31,68	0,857	0,978	0,894	0,75	10,2	306
7	Jul	31	6,09	32,72	0,853	0,978	0,894	0,75	10,8	334
8	Ago	31	6,05	32,72	0,853	0,978	0,894	0,75	10,7	332
9	Sep	30	5,95	32,11	0,856	0,978	0,894	0,75	10,6	317
10	Oct	31	5,57	30,55	0,863	0,978	0,894	0,75	9,9	308
11	Nov	30	4,71	28,79	0,870	0,978	0,894	0,76	8,5	255
12	Dic	31	4,29	27,35	0,877	0,978	0,894	0,77	7,8	242
		Promedio	5,57	30,18	0,86	0,98	0,89	0,76	9,97	303,08
									Generación total anual	3637
									t_c [kWh/kWp]	1535

Anexo 24. Comportamiento generación teórica del PSFV con ángulo fijo.



Anexo 25. Análisis porcentual de las averías anuales en el Cárdenas 3.

Año	Averías	Causas Específicas (frecuencia)	Δ% - Anterior	Explicación técnica
2018	10	Fusibles panel alumbrado (6) Sensores fotoelectricos (3) Tarjeta comunicación contra incendios (1)	Referencia	
2019	4	Ventiladores (FAN) celda DC (2) Cortocircuito en multicintactor del inversor (1) Baterías PC (1)	-60%	Efectividad del reemplazo masivo de componentes defectuosos
2020	1	Fusible transformador TP de protección (1)	-75%	Estabilidad operativa tras correcciones iniciales
2021	5	Ventiladores celda DC (2) Termostato ventilador (1) Punto caliente transformador inversor (1) Reapretar conexiones transformador (1)	+400%	Degradación acelerada de subsistemas térmicos (FAN, termostatos)
2022	5	Extractores celda media tensión (2) Punto caliente transformador (1) Tarjeta comunicación inversores (2)	0%	Mantenimiento correctivo no preventivo (reparó extractores sin renovarlos)
2023	6	Reles baterías de protección (4) Bajo nivel SF6 (1) Sobrecalentamiento gabinetes electrónicos (1)	+20%	Envejecimiento simultáneo de baterías y equipos MT.
2024	1	Modulos IGBT inversores (1)	-83%	Renovación estratégica de semiconductores en IGBT

Anexo 26. Análisis tendencia de las averías en Cárdenas 3.

Periodo	Tendencia	Interpretación Operativa	Descripción
2018	Referencia	Año de puesta en marcha: mayor vulnerabilidad por ajustes iniciales y rodaje de equipos.	(Tarjeta de comunicación del sistema contra incendio Casa de Control y Contenedores Tecnológicos, Sensor fotoelectrico panel de alumbrado, Fusible para el panel de alumbrado)
2019-2020	Reducción averías 60-75%	Éxito en medidas correctivas: implementación del mantenimiento predictivo y sustitución de componentes defectuosos	(Falla de bajo aislamiento por cortocircuito en un multicontac. Dejo F/S el Inversor 1 B, FAN de la celda de DC, Banco de baterías de la PC (UPS), Fusible de los TP Celda Tipo M, incide en el registro de la generación del parque solar).
2021	Aumento averías 400%	Punto critico: eventos climaticos externos mas degradación acelerada	(Punto caliente en L1 del transformador del inversor 2 A contenedor tecnológico 2. (Transformador reactor), Reapriete de contactos en el transformador del inversor 2 B contenedor tecnológico 2. (Transformador reactor), Termostato de ventilación panel de celda DC, FAN de la celda de DC).
2022	Estabilidad averías 0%	Estabilización: el mantenimiento correctivo mitigo nuevos fallos pero no resolvió problemas de fondo.	(Extractor de celda de media tensión, Punto caliente en L1 del transformador del inversor 2 B contenedor tecnológico 1. (Transformador reactor), Fallo en tarjeta de comunicación del bloque central del inversor (Inversor 2A del contenedor tecnológico 2; tarjetas PA y PD)
2023	Aumento averías 20%	Envejecimiento activo: componentes con 5 y 6 años de servicio muestran fatiga material	(Bajo nivel de SF6, Baterías de panel de relé de protecciones y comunicaciones (Panel DC Casa de Control), Alta temperatura en el gabinete de tarjetas PA, PD, así como el reactor y el interruptor de sincronización por fallo en el extractor)
2024	Reducción averías 83%	Impacto de modernización: renovación de inversores y nuevas protecciones.	(avería en el IGBT de Inversor 1 B y del IGBT del Inversor 2 A)

Anexo 27. Descripción parámetros principales y características técnicas del PSFV Cárdenas 3.

Parámetro	Valor	Fuente
Potencia instalada	2,376 MWp	Ficha técnica proyecto
Tecnología paneles	Silicio Polycristalino	Fabricante
Números módulos	8800	Diseño eléctrico
Potencia por módulo	270 Wp	Ficha técnica NUMENSolar
Número de inversores	4	Memoria de cálculo
Potencia por inversor	500 kW	Ficha técnica SUNGROW
Transformadores fuerza	2	Memoria de cálculo
Potencia del transformador	1000 kVA	Ficha técnica TBEA Hengyang Transformer Co
Voltaje primario/secundario	34,5 / 0,315 kV	Ficha técnica
Unidad Ambiental	1	SolarInfo EM V21 SUNGROW
Piranómetro	1	Memoria de cálculo
Anemómetro	1	Memoria de cálculo
Veleta	1	Memoria de cálculo
Termómetro ambiente	1	Memoria de cálculo
Termómetro panel solar	1	Memoria de cálculo
Panel concentrador	28	Memoria de cálculo SUNGROW PVS-16M
Panel baja tensión	1	Memoria de cálculo Sichuan honiton Automation Equipment Manufacture Co. LTD
Panel media tensión	3	Memoria de cálculo ABB High Voltage Switchgear Co.Ltd: Beijing SafePlus 36 kV en SF6
área total	39200 m ²	Memoria de cálculo
área efectiva	12849.4 m ²	Memoria de cálculo

Anexo 28. Resumen de energía generada dimensionada y real por meses.

Mes	# días	EG MW/h (PVsyst)	EG MW/h (Teórico)	EG MW/h (real 2018)	EG MW/h (real 2019)	EG MW/h (real 2020)	EG MW/h (real 2021)	EG MW/h (real 2022)	EG MW/h (real 2023)	EG MW/h (real 2024)
Enero	31	295	279	***	292	282	259	277	311	256
Febrero	28	302	278	***	326	289	272	310	291	299
Marzo	31	375	325	***	385	410	393	354	336	272
Abril	30	378	338	***	374	367	368	388	359	283
Mayo	31	359	323	***	390	304	375	338	351	365
Junio	30	348	306	***	359	327	326	313	335	278
Julio	31	365	334	205	382	335	373	366	374	353
Agosto	31	356	332	363	346	368	360	345	354	331
Septiembre	30	330	317	327	359	310	327	262	312	319
Octubre	31	323	308	343	309	281	306	318	305	255
Noviembre	30	276	255	296	312	233	263	301	267	253
Diciembre	31	252	242	265	259	258	296	260	223	227
Total		3960	3637	1799	4092	3763	3920	3834	3818	3491

Anexo 29. Datos técnicos de los elementos instalados en el PSFV Cárdenas 3.

DATOS GENERALES				
Nombre de la instalación: Cárdenas III				
Provincia: Matanzas	Localización		Comunicación	
Municipio: Cárdenas	Norte:	Oeste:	Indicativo	Teléfono
UEB: FRE Emp. Elect. Matanzas	Lat. +23	Long. -81,4		45245033 ext. 8763
Estado respecto al SEN: (9)	Aislado		Conectado <input checked="" type="checkbox"/>	Cogeneración
Dirección: KM 1; Circunvalación de Cárdenas				
DATOS TÉCNICOS				
Fecha de puesta en marcha:	17/07/18	Cantidad de equipos		
Costo de la inversión (MP):	13.383.813	Módulo FV	8800	
Energía promedio anual (MWh):	3300	Inversor	4	
Potencia instalada (KWp):	2200	Panel concentrador	28	
Factor de potencia:	1	Panel baja tensión	1	
Cantidad de operadores:	8	Transformador	2(1 MVA)	
Superficie ocupada (m ²)	39200	Panel de media tensión	3	
Eficiencia total (%):	14%	Estación ambiental	1	
Panel o módulo fotovoltaico		Inversor		
Nacionalidad	Chino (NUMEN Solar)	Nacionalidad	Chino	
Fabricante	CUBA	Fabricante	SUNGROW	
Modelo	DSM-270	Modelo	Turnkey Inverter SG-500MX	
Material fotosensible	Silicio Poly	Potencia (kW)	500	
Potencia pico (Wp)	270	Voltaje CD (V)	460-850	
Voltaje en vacío (V)	38.0	Voltaje CA (V)	315	
Voltaje plena carga (V)	32.1	Cant. entradas de CD	8 (7 en uso)	
Corriente plena carga (A)	8.42	Factor de potencia	1	
Corriente de Corto Circuito (A)	9.11	Ubicación	En plataforma	
Cantidad en una serie	22	Tipo de comunicación	RS485, Fibra Óptica	
Eficiencia (%):	-	Eficiencia (%):	98-99%	
Panel Concentrador		Panel Baja Tensión		
Nacionalidad	Chino	Nacionalidad	Chino	
Fabricante	SUNGROW	Fabricante	Sichuan honiton Automation Equipment Manufacture Co. LTD	
Modelo	PVS-16M	Modelo	HMPGL2-03E (AC Panel)	
Tipo (51)	CD	x	CA	Cantidad de salidas 16

Cantidad de entradas	16			Voltaje (V)	220/440		
Voltaje (V)	460-850			Tipo de interruptor	Compact NSX 100F Schneider		
Tarjeta (54)	Si	X	No	Analizador red	PM5350		
Estación ambiental				Panel Media Tensión			
Tipo de sensor	Cantidad			Nacionalidad	CHINO		
Piranómetro	1			Fabricante	ABB High Voltage Switchgear Co. Ltd: Beijing		
Anemómetro	1			Modelo	SafePlus 36 kV en SF6		
Veleta	1			Voltaje (V)	34.5 kV		
Barómetro	*****			Tipo de interruptor	VCB (vacuum circuit- breaker) Y Swith-fuse combination		
Higrómetro	*****			Analizador red	P2000		
Termómetro ambiente	1			Cuchilla tierra (75)	Si	X	No
Termómetro panel solar	1			Banco batería	Cant.	4	Volt 48

Transformador 1				Transformador 2			
Nacionalidad	Chino			Nacionalidad	Chino		
Fabricante	TBEA Hengyang Transformers Co.			Fabricante	TBEA Hengyang Transformers Co.		
Modelo	S11-M-1000/34.5			Modelo	S11-M-1000/34.5		
Tipo (81)	Aceite	X	Seco	Tipo (81)	Aceite	X	Seco
Potencia (kVA)	1000			Potencia (kVA)	1000		
Voltaje primario (kV)	34.5			Voltaje primario (kV)	34.5		
Voltaje secundario (kV)	0.315			Voltaje secundario (kV)	0.315		
Frecuencia (Hz)	60			Frecuencia (Hz)	60		
Tipo de conexión	YNd1d1			Tipo de conexión	YNd1d1		
Cant. de tap	5			Cantidad de tap	5		
Cant. devanados secundarios	2			Cant. devanados secundarios	2		
Cant. extractores	4			Cantidad extractores	4		
Icc (KA)	-----			Icc (KA)	-----		
% de impedancia	6.07%			% de impedancia	6.07%		
Eficiencia (%)	-----			Eficiencia (%)	-----		

Anexo 30. Modelación en software PowerFactory.

Nombre	En la carpeta	Red	Tipo	Terminal i	Terminal j	Terminal j	Zona	Área	Lín. Par.
			TypLine, TypTow, TypGeo, TypCabsys		Subestación				
Línea(64)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5 kV 3xAAAC78	6Terminal(65)		Terminal(71)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(63)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV 3xCU3/0	8Terminal(67)		9Terminal(68)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(62)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV 3xCU3/0	7Terminal(66)		8Terminal(67)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(61)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV 3xCU3/0	6Terminal(65)		7Terminal(66)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(60)_a	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV 3xCU3/0	5Terminal(72)		6Terminal(65)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(60)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	4Terminal(48)		5Terminal(72)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(59)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	Terminal(62)		Terminal(64)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(58)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	Terminal(62)		Terminal(268)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(57)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	Terminal(56)		Terminal(62)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(56)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	Terminal(264)		Terminal(60)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(55)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	7Terminal(54)		Terminal(60)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(54)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	Terminal(58)		Terminal(59)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(53)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	Terminal(57)		Terminal(58)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(52)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	Terminal(56)		Terminal(57)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(51)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	8Terminal(55)		Terminal(56)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(50)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	8Terminal(55)		7Terminal(54)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(49)_a	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	6Terminal(73)		7Terminal(54)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(49)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	240 mm ²	5Terminal(53)		6Terminal(73)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(48)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	4Terminal(52)		5Terminal(53)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1
Línea(47)	RED33KV VARADERO	RED33KV VARADERO	34.5kV_3xAAAC158	2Terminal(50)		3Terminal(51)	MUNICIPIO CARDENAS33KV	LINEA 700	1

Anexo 31. Modelación en software PowerFactory.

Long. (m)	F. Red.	Medio	Resistividad	Earth return	Transpuesta	Inom(act.)	Inom	Z1	fiz1	R1	X1	Ldc	R0	X0	Ice	k0	fik0
			de Tierra	formula													
460	1	Tierra	100	0	1	0,26	0,26	0,2817974	46,07144	0,1955	0,202952		0,1955	0,608856	0,06871912	0,480137	43,92856
3300	1	Tierra	100	0	1	0,36	0,36	1,706187	62,11655	0,79794	1,5081	1,59588	3,0162	0,4931841	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,36	0,36	0,00051703	62,11655	0,0002418	0,000457	0,0004836	0,000914	0,00014945	0,3333333	0	
100	1	Tierra	100	0	1	0,36	0,36	0,05170263	62,11655	0,02418	0,0457	0,04836	0,0914	0,01494497	0,3333333	0	
1523	1	Tierra	100	0	1	0,36	0,36	0,7874311	62,11655	0,3682614	0,696011	0,7365228	1,392022	0,2276119	0,3333333	0	
1687	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,7835955	62,98259	0,355957	0,6980806	0,711914	1,396161	0,2520199	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,00046449	62,98259	0,000211	0,0004138	0,000422	0,0008276	0,00014939	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,00046449	62,98259	0,000211	0,0004138	0,000422	0,0008276	0,00014939	0,3333333	0	
419	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,1946215	62,98259	0,088409	0,1733822	0,176818	0,3467644	0,06259415	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,00046449	62,98259	0,000211	0,0004138	0,000422	0,0008276	0,00014939	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,00046449	62,98259	0,000211	0,0004138	0,000422	0,0008276	0,00014939	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,00046449	62,98259	0,000211	0,0004138	0,000422	0,0008276	0,00014939	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,00046449	62,98259	0,000211	0,0004138	0,000422	0,0008276	0,00014939	0,3333333	0	
1800	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,8360829	62,98259	0,3798	0,74484	0,7596	1,48968	0,2689009	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,00046449	62,98259	0,000211	0,0004138	0,000422	0,0008276	0,00014939	0,3333333	0	
1	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,00046449	62,98259	0,000211	0,0004138	0,000422	0,0008276	0,00014939	0,3333333	0	
2800	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	1,300573	62,98259	0,5908	1,15864	1,1816	2,31728	0,4182903	0,3333333	0	
90	1	Tierra	100	0	1	0,345	0,345	0,01522597	42,36481	0,01125	0,01026	0	0	0	0,3333333	180	
480	1	Tierra	100	0	1	0,404	0,404	0,2229555	62,98259	0,10128	0,198624	0,20256	0,397248	0,07170691	0,3333333	0	

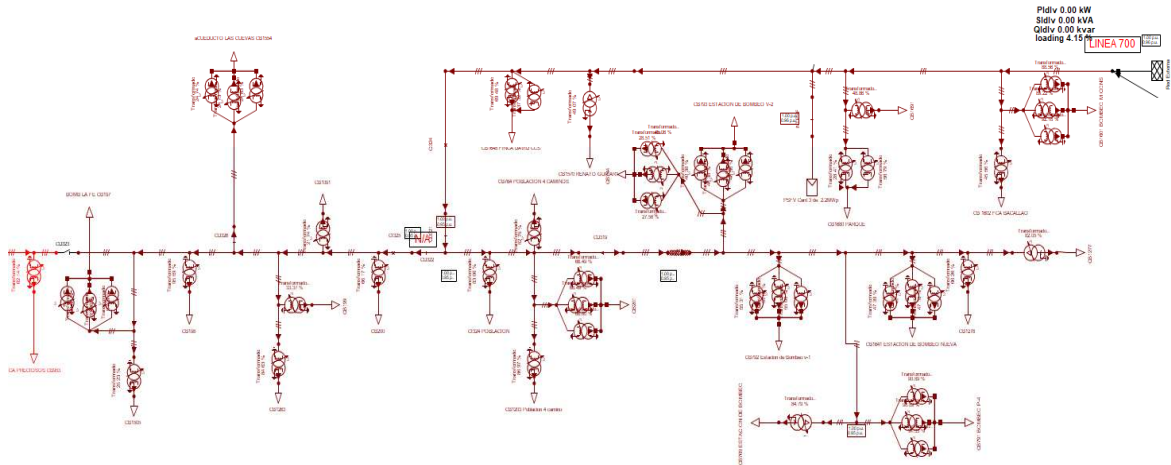
Anexo 32. Pérdidas potencia y relativas línea con y sin la generación FV de 21.8 MW.

Horas	Con Generación PSFV más Línea MU700 (kW)	Sin Generación PSFV más Línea MU700 (kW)	Demanda total línea MU700 en (kW)	Generación PSFVen (kW)	Pérdidas relativas
0	22,9	23,0	613,2	0	-0,03%
1	22,8	22,8	600,6	0	-0,03%
2	22,7	22,7	586,8	0	-0,03%
3	22,6	22,6	579,9	0	-0,03%
4	23,1	23,1	613,2	0	-0,03%
5	23,5	23,5	642,0	0	-0,03%
6	23,9	23,9	684,4	0	-0,04%
7	27,3	22,9	610,9	2834	19,44%
8	79,4	23,2	624,7	8720	242,76%
9	155,6	22,4	579,9	13080	594,21%
10	307,2	24,2	594,9	18966	1171,57%
11	351,4	24,8	555,8	20274	1318,32%
12	409,5	33,1	565,0	21800	1138,80%
13	359,2	33,6	553,5	20274	969,93%
14	318,2	31,0	568,5	18966	927,93%
15	229,7	28,5	616,7	15914	706,38%
16	107,9	26,4	698,2	10246	308,18%
17	48,7	23,9	725,8	5886	103,72%
18	24,5	24,1	737,3	1526	1,91%
19	23,5	23,5	687,9	0	-0,04%
20	23,3	23,3	668,4	0	-0,04%
21	23,3	23,3	660,3	0	-0,04%
22	23,2	23,2	651,1	0	-0,04%
23	23,2	23,2	639,7	0	-0,04%
máx	409,5	33,6	737,3	21800,0	
min	22,6	22,4	553,5	0,0	

Anexo 33. Pérdidas técnicas en línea con y sin el efecto de la generación FV de 21.8 MW.

Horas	Pérdidas técnicas en línea (%)	
	Con la FV	Sin la FV
0	3,7	3,7
1	3,8	3,8
2	3,9	3,9
3	3,9	3,9
4	3,8	3,8
5	3,7	3,7
6	3,5	3,5
7	4,5	3,7
8	12,7	3,7
9	26,8	3,9
10	51,6	4,1
11	63,2	4,5
12	72,5	5,9
13	64,9	6,1
14	56,0	5,4
15	37,2	4,6
16	15,5	3,8
17	6,7	3,3
18	3,3	3,3
19	3,4	3,4
20	3,5	3,5
21	3,5	3,5
22	3,6	3,6
23	3,6	3,6
máx	72,5	6,1
mín	3,3	3,3

Anexo 34. Diagrama unifilar línea MU700 creado por el software PowareFactory.

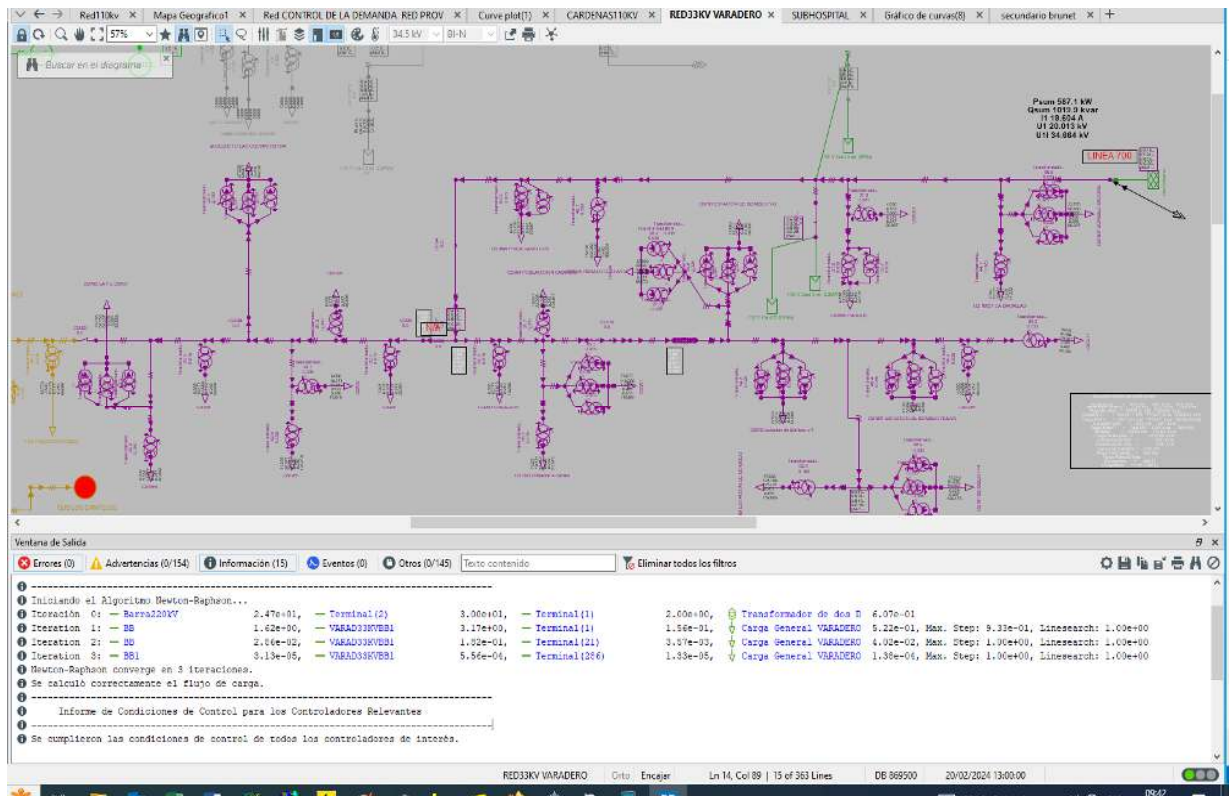


Anexo 35. Listado de averías del PSFV Cárdenas 3.

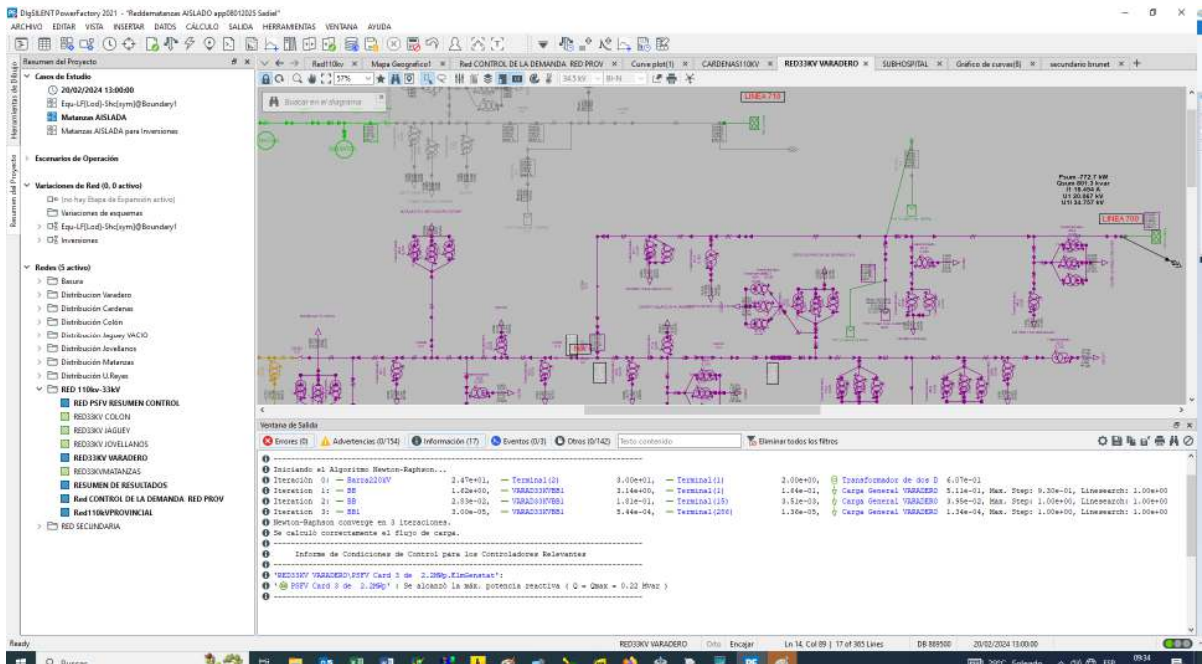
Nº	PSFV ó SFV	Equipo averiado	Modelo	Cantidad	Fecha	Sistema al que pertenece	Estado de las averías
1	Cárdenas III	Tarjeta de comunicación del sistema contra incendio Casa de Control y Contenedores Tecnológicos.	Energy IC2000-E DC 5 V IC171600008	1	jul-18	Protecciones y Comunicaciones	Pendiente
2	Cárdenas III	Sensor fotoelectronico panel de alumbrado	ZYT15GK TOONE	3	jul-18	Explanadas	Pendiente
3	Cárdenas III	Fusible para el panel de alumbrado	DELIXI 380 V / 100KA / 4 A DELIXI (10x38)	6	jul-18	Explanadas	Pendiente
4	Cárdenas III	Falla de bajo aislamiento por cortocircuito en un multicontac. (Dejo F/S el Inversor 1 B)	multicontac. MC4	1	feb-19	Explanadas	SolucionSolucionado; se cambio el multicontacado
5	Cárdenas III	FAN de la celda de DC	Ventiladores del armario (Ball MODEL.FL1725HA2 220V AC 0.28A) ó (15050HSL2) 220 / 240 V 50/ 60Hz 0,22A 38 W	2	ago-19	Paneles Baja Tensión	Solucionado; se cambio el equipo.
6	Cárdenas III	Banco de baterías de la PC (UPS)		1	ago-19	Protecciones y Comunicaciones	Solucionado; Se resolvió componente en el Banco de baterías
7	Cárdenas III	Fusible de los TP Celda Tipo M, incide en el registro de la generación del parque solar.	HIGH Voltage H-R-C-Fuse XRNPG 40,5/0,5- 31,5-1	1	ene-20	Paneles Media Tensión	Pendiente
8	Cárdenas III	Punto caliente en L1 del transformador del inversor 2 A contenedor tecnológico 2. (Transformador reactor).	Sugrow	1	ene-21	Inversores	Solucionado; se limpiaron los contactos y se reapretaron
9	Cárdenas III	Reapriete de contactos en el transformador del inversor 2 B contenedor tecnológico 2. (Transformador reactor).	Sugrow	1	ene-21	Inversores	Solucionado; se limpiaron los contactos y se reapretaron

No	PSFV ó SFV	Equipo averiado	Modelo	Cantidad	Fecha	Sistema al que pertenece	Estado de las averias
10	Cárdenas III	Termostato de ventilación panel de celda DC	ABB EN0101K (0-80 ° C)	1	mar-21	Paneles Baja Tensión	Pendiente
11	Cárdenas III	FAN de la celda de DC	Ventiladores del armario (Ball MODEL:FL1725HA2 220V AC 0.28A) ó (15050HSL2) 220 / 240 V 50/ 60Hz 0,22A 38 W	2	mar-21	Paneles Media Tensión	Pendiente
12	Cárdenas III	Extractor de celda de media tensión	Ventilador del local celda Tipo C/M/V con control de temperatura	2	abr-22	Paneles Media Tensión	Pendiente
13	Cárdenas III	Punto caliente en L1 del transformador del inversor 2 B contenedor tecnológico 1. (Transformador reactor).	Sugrow	1	nov-22	Inversores	Solucionado; se limpiaron los contactos y se reapretaron
14	Cárdenas III	Fallo en tarjeta de comunicación del bloque central del inversor (Inversor 2A del contenedor tecnológico 2; tarjetas PA y PD)	PD P-D-000297 PA P-A-000441	2	sep-22	Inversores	Solucionado; se cambiaron las tarjetas.
15	Cárdenas III	Bajo nivel de SF6	Celda de media tensión de salida del parque	1	ene-23	Paneles Media Tensión	Solucionado el 10 de febrero con seguimiento diario.
16	Cárdenas III	Baterías de panel de relé de protecciones y comunicaciones (Panel DC Casa de Control)	NP38-12 (6-GFM-38) 12V.38Ah/10 HR (197 x 165 x 170)mm bornes con tornillo	4	abr-23	Protecciones y Comunicaciones	Pendiente
17	Cárdenas III	Alta temperatura en el gabinete de tarjetas PA, PD, así como el reactor y el interruptor de sincronización por fallo en el extractor.	PD P-D-000297 PA P-A-000441	1	abr-23	Inversores	Solucionado el 6 de abril 2023; se resetearon los breaker de alimentación de las protecciones.
18	Cárdenas III	averia en el IGBT de Inversor 1 B y del IGBT del Inversor 2 A		1	mar-24	Inversores	Reparación de Falla en el IGBT

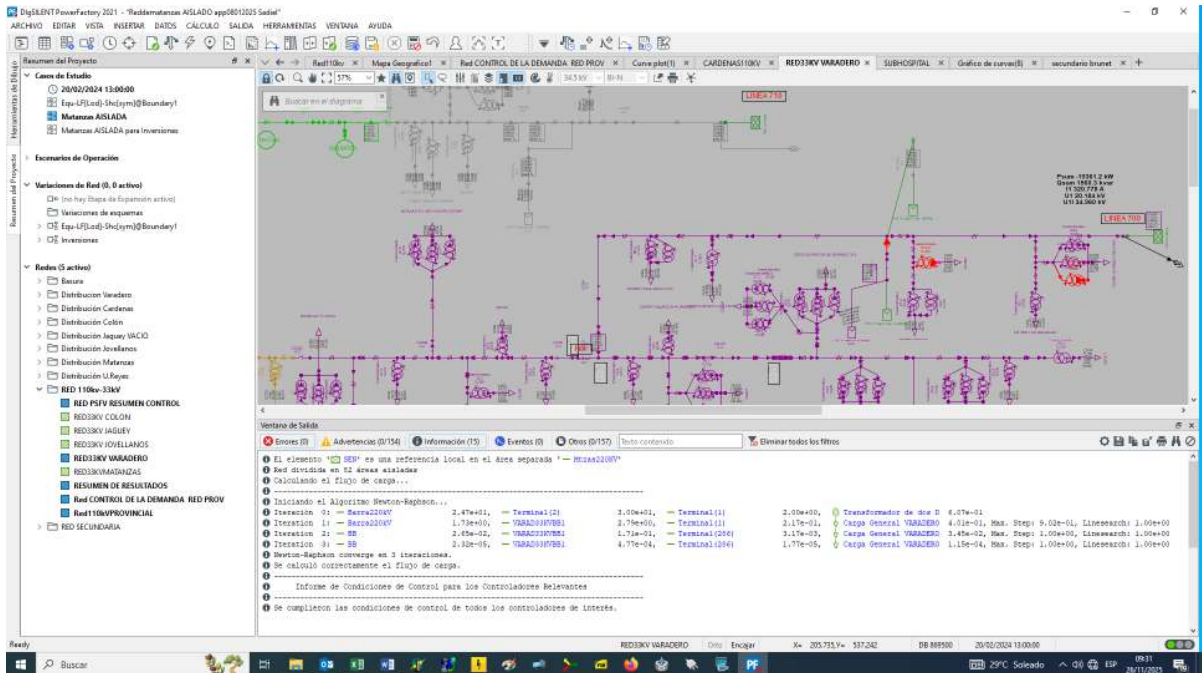
Anexo 36 (A). Modelación en PowerFactory y validación línea de subtransmisión sin FV.



Anexo 36 (B). Modelación en PowerFactory y validación línea de subtransmisión con el PSFV
2.2 MW.



Anexo 36 (C). Modelación en PowerFactory y validación línea de subtransmisión con el PSFV
21.8 MW.



Anexo 37 (A). Configuraciones de la simulación 1 en PVsyst.



PVsyst V7.4.0

VC0, Fecha de simulación:
17/01/25 12:01
con v7.4.0

Proyecto: Cardenas III

Variante: Nueva variante de simulación

Resumen del proyecto			
Sitio geográfico		Situación	
Varadero		Latitud	23.16 °N
Cuba		Longitud	-81.24 °W
		Altitud	10 m
		Zona horaria	UTC-5
Datos meteo		Configuración del proyecto	
Varadero		Albedo	0.20
Meteonorm 8.0 (1991-2005), Sat=100% - Sintético			
Resumen del sistema			
Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV		Sombreados cercanos	
Plano fijo		Sin sombreados	
Inclinación/Azimut	15 / 0 °	Necesidades del usuario	
Información del sistema		Carga ilimitada (red)	
Generador FV		Inversores	
Núm. de módulos	8800 unidades	Núm. de unidades	4 unidades
Pnom total	2376 kWp	Pnom total	2000 kWca
		Proporción Pnom	1.188
Resumen de resultados			
Energía producida	3960135 kWh/año	Producción específica	1667 kWh/kWp/año
		Proporción rend. PR	82.94 %

Anexo 37 (B). Configuraciones de la simulación 2 en PVsyst.



PVsyst V7.4.0

VC0, Fecha de simulación:
17/01/25 12:01
con v7.4.0

Proyecto: Cardenas III

Variante: Nueva variante de simulación

Parámetros generales			
Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Sin escena 3D definida	
Plano fijo		Modelos usados	
Inclinación/Azimut	15 / 0 °	Transposición	Perez
Horizonte		Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte libre		Circunsolar	separado
Sombreados cercanos		Necesidades del usuario	
Sin sombreados		Carga ilimitada (red)	
Características del generador FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Neosun Energy	Fabricante	Sungrow
Modelo	Neosun NS-270P-60	Modelo	SG500MX
(Base de datos PVsyst original)			
Unidad Nom. Potencia	270 Wp	Unidad Nom. Potencia	500 kWca
Número de módulos FV	8800 unidades	Número de inversores	4 unidades
Nominal (STC)	2376 kWp	Potencia total	2000 kWca
Módulos	400 Cadenas x 22 En series	Voltaje de funcionamiento	460-850 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.19
Pmpp	2131 kWp	Potencia total del inversor	
U mpp	613 V	Potencia total	2000 kWca
I mpp	3477 A	Número de inversores	4 unidades
Potencia FV total		Proporción Pnom	
Nominal (STC)	2376 kWp	1.19	
Total	8800 módulos		
Área del módulo	14288 m²		

Anexo 38. Pérdidas técnicas línea con y sin el efecto de la generación FV de 2.2 MW.

Horas	Pérdidas técnicas en línea (%)	
	Con la FV	Sin la FV
0	3,6	3,6
1	3,7	3,7
2	3,7	3,7
3	3,8	3,8
4	3,6	3,6
5	3,5	3,5
6	3,4	3,4
7	3,6	3,6
8	3,6	3,6
9	3,7	3,8
10	4,0	4,0
11	4,4	4,4
12	5,9	5,8
13	6,2	6,1
14	5,5	5,4
15	4,6	4,6
16	3,7	3,7
17	3,2	3,2
18	3,1	3,2
19	3,3	3,3
20	3,4	3,4
21	3,4	3,4
22	3,4	3,4
23	3,5	3,5
máx	6,2	6,1
mín	3,1	3,2

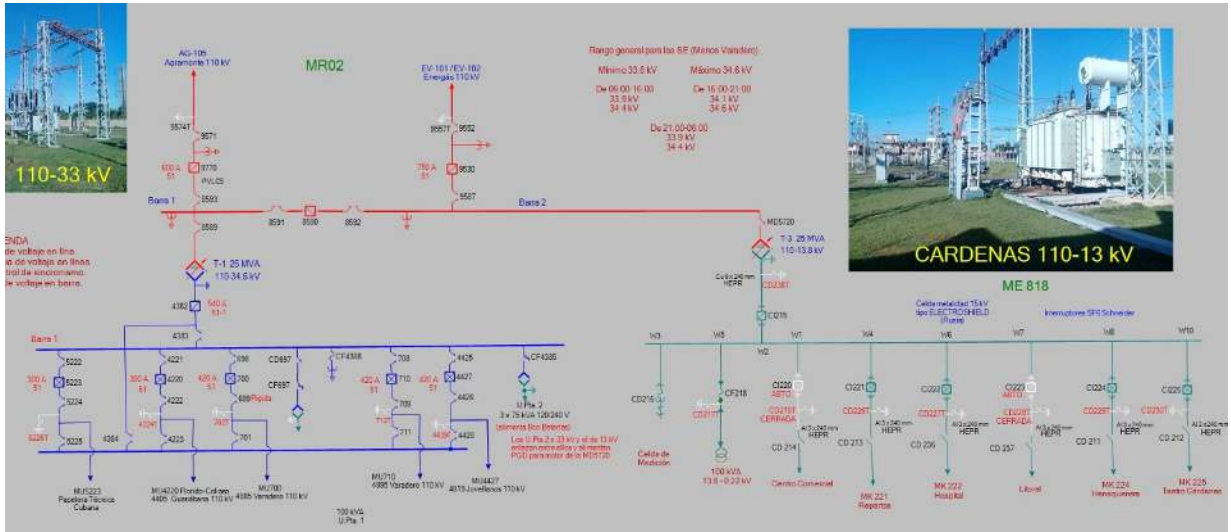
Anexo 39. Pérdidas en el transformador de potencia subestación con y sin efecto generación del PSFV de 21.8 MW.

Horas	Con Generación PSFV más Línea MU700 (kW)	Sin Generación PSFV más Línea MU700 (kW)	Generación FV en (kW)	Diferencia porcentual con y sin FV (%)
0	30,79	30,79	0	0
1	30,20	30,20	0	0
2	29,36	29,36	0	0
3	29,27	29,27	0	0
4	29,70	29,70	0	0
5	31,52	31,52	0	0
6	34,48	34,48	0	0
7	28,00	35,12	2834	-20
8	21,16	36,58	8720	-42
9	21,64	36,67	13080	-41
10	32,74	37,12	18966	-12
11	31,58	41,35	20274	-24
12	35,98	41,55	21800	-13
13	34,80	37,16	20274	-6
14	29,15	41,15	18966	-29
15	23,32	42,08	15914	-45
16	21,24	44,83	10246	-53
17	31,48	52,93	5886	-41
18	44,19	50,55	1526	-13
19	40,95	40,95	0	0
20	35,17	35,17	0	0
21	35,12	35,12	0	0
22	35,10	35,10	0	0
23	35,08	35,08	0	0
máx	44,2	52,9	21800	
mín	21,2	29,3	0	

Anexo 40. Cargabilidad de la línea MU700 en sus 3 escenarios: base, normal y límite.

Escenarios	Horas / Cargabilidad (%)																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Capacidad nominal	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Máximo operativo	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Base sin FV	2,8	2,8	2,7	2,7	2,8	2,9	3,1	2,8	2,9	2,7	2,7	2,5	3	2,5	2,6	2,8	3,2	3,3	3,4	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9
Normal FV 2,2 MW	0	0	0	0	0	0	0,3	1,3	1,3	3,8	4,9	8,9	9	8,2	6,7	4,6	0,7	0	0	0	0	0	0	0
Límite FV 21,8 MW	0	0	0	0	0	0	15	46	69	100	107	115	107	100	84	54	31	8	0	0	0	0	0	0

Anexo 41. Esquema eléctrico de la subestación de Cárdenas 110/34.5 kV.



Anexo 42. Cargabilidad de la línea MU700 en sus 3 escenarios y diferencia porcentual.

Horas	Requisitos y valores					Diferencia porcentual horaria (%)		
	Zona crítica (%)	Hasta zona de atención (%)	Base sin FV	Normal con FV (2,2 MW)	Limite con FV (21,8 MW)	Base-Normal	Base-Limite	Normal-Limite
0	100	80	2,8	0	0	100	100	0
1	100	80	2,8	0	0	100	100	0
2	100	80	2,7	0	0	100	100	0
3	100	80	2,7	0	0	100	100	0
4	100	80	2,8	0	0	100	100	0
5	100	80	2,9	0	0	100	100	0
6	100	80	3,1	0,3	0	91	100	100
7	100	80	2,8	1,3	15	54	-432	-1055
8	100	80	2,9	1,3	46	53	-1503	-3320
9	100	80	2,7	3,8	69	-42	-2490	-1722
10	100	80	2,7	4,9	100	-79	-3562	-1942
11	100	80	2,5	8,9	107	-250	-4088	-1097
12	100	80	2,6	9,1	115	-251	-4331	-1162
13	100	80	2,5	8,2	107	-222	-4105	-1204
14	100	80	2,6	6,7	100	-158	-3732	-1387
15	100	80	2,8	4,6	84	-62	-2863	-1733
16	100	80	3,2	0,7	54	78	-1586	-7665
17	100	80	3,3	0	31	100	-832	0
18	100	80	3,4	0	8	100	-138	-50900
19	100	80	3,2	0	0	99	100	100
20	100	80	3,1	0	0	99	100	100
21	100	80	3,0	0	0	99	100	100
22	100	80	3,0	0	0	99	100	100
23	100	80	2,9	0	0	99	100	100
		Máx	3,4	9,1	114,7	100	100	100
		Mín	2,5	0,0	0,0	-251	-4331	-50900

Anexo 43. Valores de Referencia del VSC por Institución.

Institución	VSC (USD/ton CO ₂ , 2020)	Año	Aplicación	Fuente
IPCC AR6	50-200	2022	Evaluaciones globales	IPCC, 2022
EPA EE. UU	190	2023	Regulaciones federales	EPA, 2023
Comisión Europea	80-90 EUR	2021	Políticas UE	EC, 2021
Banco Mundial	40-80	2022	Países en desarrollo	WB, 2022
FMI	75-100	2021	Reformas fiscales	IMF, 2021
OCDE	60-120	2020	Países miembros	OECD, 2020

Anexo 44. Rangos Globales Actualizados (USD 2020).

Percentil	Rango VSC (USD/ton CO ₂)	Aplicación Recomendada	Fuente (IPCC AR6)
P25 (conservador)	50 - 100	Países en desarrollo, evaluaciones cautelosas	Capítulo 16.4.2
Mediana	100 - 200	Análisis de políticas globales, escenarios base	Tabla 16.3
P75 (alto daño)	200 - 400	Escenarios de alta vulnerabilidad, evaluaciones de riesgo	Sección 16.4.3

Anexo 45. Desglose Sectorial de Daños del VSC Global (IPCC, 2022).

Sector Impactado	Daños Incluidos	Participación en VSC	Incertidumbre
Salud Humana	Mortalidad por calor extremo, enfermedades vectoriales, desnutrición	35-45%	Media-Alta
Productividad Agrícola	Pérdidas de cosechas, cambios en rendimientos, seguridad alimentaria	15-25%	Alta
Ecosistemas Terrestres y Marinos	Pérdida de biodiversidad, servicios ecosistémicos, acidificación oceánica	10-20%	Muy Alta
Infraestructura Física	Daños por eventos extremos, aumento del nivel del mar, islas de calor urbanas	15-25%	Media
Sistemas Energéticos	Mayor demanda de refrigeración, reducción de eficiencia en generación	5-10%	Baja-Media
Turismo y Recreación	Pérdida de atractivo climático, daños a infraestructura turística	2-5%	Media-Alta

Anexo 46. Evolución Temporal del VSC (IPCC Proyecciones).

Año	VSC (USD 2020/ton)	Razón del Incremento
2020	50-200	Línea base
2030	100-300	Mayor certidumbre científica más acumulación de daños
2050	200-500	No-línealidad de impactos climáticos
2100	500-1,000+	Daños catastróficos potenciales

Fuente: (IPCC, 2022), (Climate Change, 2022): (Mitigation, Fig. 16.10)

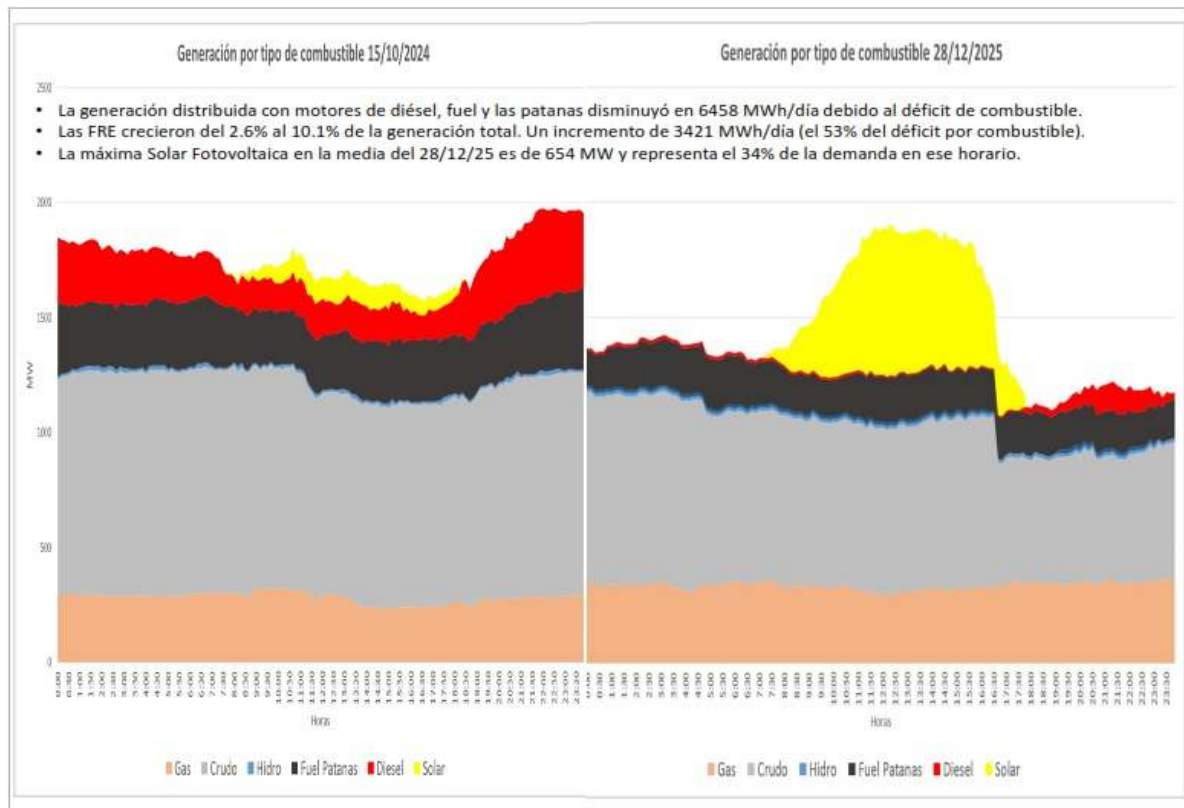
Anexo 47. Estudios Nacionales Documentados (CITMA, 2021; ONEI, 2022).

Vulnerabilidad	Impacto Específico	Valoración Económica Estimada	Fuente
Aumento del Nivel del Mar	2,700 km ² de territorio costero en riesgo (2.4% del total)	3-5 mil millones USD en pérdidas potenciales	Plan de Estado Tarea Vida
Eventos Meteorológicos Extremos	Intensificación de huracanes (categoría +0.5 a +1 en escala Saffir-Simpson)	1-2% del PIB anual en daños promedio	Instituto de Meteorología
Sequías e Inundaciones	40% del territorio con alta vulnerabilidad hídrica	100-200 millones USD/año en agricultura	Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos
Salud Pública	Incremento de enfermedades diarreicas (15-20%), dengue (10-15%)	50-100 millones USD/año en costos sanitarios	Ministerio de Salud Pública
Agricultura	Reducción de rendimientos: arroz (-20%), maíz (-15%), frijol (-25%)	150-300 millones USD/año en pérdidas	Ministerio de la Agricultura
Biodiversidad	15-20% de especies endémicas en riesgo alto de extinción	Valor intangible significativo	Centro Nacional de Áreas Protegidas

Anexo 48. Investigaciones Cubanas sobre Valoración de Daños Climáticos.

Institución	Estudio	VSC Implícito (USD/ton)	Año	Método
CITMA	Tercera Comunicación Nacional	65-120	2021	Transferencia de beneficios
Universidad de La Habana	Economía del Cambio Climático en Cuba	70-130	2020	Valoración contingente
PNUD-Cuba	Análisis Costo-Beneficio de Adaptación	60-110	2019	Costos evitados
Instituto de Planificación Física	Impacto en Asentamientos Costeros	80-140	2022	Sustitución de capital
ONEI-MEP	Cuentas Ambientales Experimentales	55-105	2021	Cuentas satélites

Anexo 49. Avances de la transición energética en el SEN Cuba.



Capítulo 1. Fundamentación teórica y análisis bibliográfico.

1.1 Introducción del capítulo.

Este capítulo tiene como objetivo establecer los presupuestos teóricos fundamentales de la investigación desarrollada, basándose en un análisis crítico de las fuentes bibliográficas actualizadas, y consultadas al respecto.

1.2 Análisis referencial del enfoque y la estrategia metodológica.

El diseño metodológico de esta investigación no surge en el vacío, sino que se enmarca dentro de las corrientes epistemológicas y prácticas establecidas para investigaciones de ingeniería aplicada. La estrategia de cuatro fases (caracterización, definición de indicadores evaluadores, modelado y simulación, y análisis) se sustenta en los principios del “enfoque de métodos mixtos” y la “filosofía de modelado y simulación” para sistemas complejos.

En primer lugar, la adopción de un “enfoque metodológico mixto” está plenamente justificada. Autores contemporáneos como (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018) defienden que "en la investigación, los métodos cuantitativos y cualitativos no son paradigmas rivales, sino que pueden ser complementarios" (p. 4). Esta complementariedad es crucial para un estudio como el presente, donde se requiere tanto la “descripción contextual y tecnológica” (enfoque cualitativo) del parque solar y la red, como la “cuantificación precisa y modelación matemática” (enfoque cuantitativo) de sus parámetros eléctricos. Esta postura es respaldada por (Creswell y Plano Clark, 2017), quienes argumentan que los diseños mixtos permiten una comprensión más completa de los problemas de investigación, que los enfoques puros por sí solos.

La investigación se configura como “aplicada y de tipo transversal”. Es aplicada porque su objetivo primordial es generar conocimiento para resolver un problema práctico específico (Sánchez & Reyes, 2015). Es transversal porque "los datos se recogen en un solo momento, en un tiempo único" (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018, p. 150), que en este caso corresponde a la simulación de escenarios operativos específicos de la red.

La estrategia de “modelado y simulación por computadora” constituye el núcleo de la metodología. Este enfoque es un estándar en la ingeniería de sistemas de potencia. (Gönen, 2014) afirma que "la simulación por computadora se ha convertido en una herramienta indispensable para el análisis de sistemas de potencia permitiendo el estudio de su comportamiento bajo diversas condiciones de operación" (p. 15). La simulación con herramientas especializadas como PVsyst y

DIgSILENT PowerFactory permiten realizar experimentos virtuales que serían costosos, riesgosos o incluso imposibles de realizar en el sistema real, una ventaja destacada por (Law, 2015).

La "estructura en fases secuenciales" propuesta encuentra respaldo en la lógica de proyectos de ingeniería. La fase inicial de "caracterización" es enfatizada por autores como (Masters, 2013), quien señala que "la precisión de cualquier modelo de simulación está directamente ligada a la calidad y exactitud de los datos de entrada" (p. 157). La fase de "definición de indicadores evaluadores" se alinea con la necesidad de operacionalizar las variables de estudio, traduciendo conceptos abstractos como "eficiencia energética" en métricas medibles (Saadat, 2010). Finalmente, el "análisis comparativo de escenarios" es una técnica fundamental en planificación de sistemas eléctricos. (Grigg et al., 1999) la definen como un procedimiento que "permite a los planificadores evaluar los beneficios y compensaciones de diferentes alternativas bajo un conjunto común de suposiciones" (p. 31).

Por lo tanto, la estrategia metodológica aquí diseñada se presenta como un marco robusto, coherente y respaldado por la literatura, capaz de guiar de manera sistemática la obtención de respuestas válidas y confiables para el problema de investigación planteado.

1.3 Breve descripción histórica de la transición energética y situación energética en el mundo y Cuba.

En la era Pre-Industrial y la Primera Transición: De la Biomasa al Carbón. Durante milenios, las sociedades humanas dependieron casi exclusivamente de la energía de flujo (viento, agua) y la biomasa (leña, tracción animal). La Revolución Industrial (siglo XVIII-XIX) marcó la primera gran transición energética, pivotando hacia los combustibles fósiles, específicamente el carbón. Este recurso, más denso energéticamente y abundante, impulsó las máquinas de vapor, la industria pesada y el transporte ferroviario. Reino Unido se erigió como el líder indiscutible, siendo pionero en su explotación masiva. Como señala (Fouquet, 2016), "la transición al carbón no fue solo tecnológica, sino profundamente económica y social, redefiniendo la relación entre capital, trabajo y recursos naturales" (p. 45). Esta transición consolidó el dominio europeo y sentó las bases del mundo industrializado.

La Segunda Transición: La Era del Petróleo y el Gas (Siglo XX). El siglo XX presencié el ascenso meteórico del petróleo y, posteriormente, del gas natural, desbancando gradualmente al carbón en muchos usos, especialmente el transporte y la generación eléctrica más limpia. Factores clave incluyeron:

- Avances Tecnológicos: Motor de combustión interna, refinerías, oleoductos / gasoductos.
- Geopolítica: El descubrimiento de vastos yacimientos en Medio Oriente (Arabia Saudí, Irán, Irak, Kuwait), el surgimiento de gigantes como Estados Unidos (Texas, California) y Rusia, y la creación de la OPEP (1960) para coordinar políticas y precios.
- Conveniencia: Alta densidad energética, facilidad de transporte y versatilidad.

Estados Unidos se convirtió en el mayor consumidor mundial durante décadas, modelando la economía global alrededor del automóvil y el petróleo barato. La crisis del petróleo de 1973 y 1979 evidenciaron la vulnerabilidad energética de los países importadores y catalizaron los primeros esfuerzos serios en eficiencia energética y búsqueda de alternativas (Agencia Internacional de la Energía AIE, 2021). El gas natural ganó importancia como puente hacia combustibles más limpios, con Rusia consolidándose como el principal exportador mundial hacia Europa y Asia.

El Despertar de la Conciencia Ambiental y el Surgimiento de la Energía Nuclear (Segunda Mitad Siglo XX). La creciente evidencia del impacto ambiental de los fósiles, especialmente la lluvia ácida y luego el cambio climático, junto con la volatilidad petrolera, impulsaron alternativas:

- Energía Nuclear: Francia lideró una apuesta masiva, alcanzando más del 70% de su electricidad de origen nuclear, buscando independencia energética. Japón, Corea del Sur y EE.UU. también desarrollaron programas significativos. Sin embargo, accidentes (Three Mile Island, Chernóbil, Fukushima) generaron fuertes debates sobre seguridad y costos, ralentizando su expansión global.
- Primeros Renovables Modernos: Inversiones iniciales en hidroeléctrica a gran escala (Brasil con Itaipú, China con la Presa de las Tres Gargantas) y desarrollo incipiente de eólica y solar, aunque con costos inicialmente prohibitivos. Como apunta (Smil, 2017), "la transición energética es un proceso secular; los cambios fundamentales requieren décadas, no años"(p. 112), enfatizando la inercia de los sistemas energéticos.

El Siglo XXI: La Urgencia Climática y la Tercera Transición hacia la Sostenibilidad. El consenso científico sobre el cambio climático antropogénico (IPCC) y compromisos internacionales como el Acuerdo de París (2015) han catapultado la descarbonización al centro de las políticas energéticas globales. Esta tercera gran transición busca desplazar masivamente los fósiles por Energías Renovables (FRE) y mejorar radicalmente la eficiencia energética. Los líderes actuales son diversos:

- China: Es el mayor inversor absoluto en FRE (especialmente solar fotovoltaica y eólica) y el mayor productor mundial de paneles solares y turbinas eólicas. Sin embargo, sigue siendo el mayor consumidor de carbón, ilustrando la complejidad de su transición (AIE, 2023). Su estrategia combina seguridad energética, liderazgo industrial en tecnologías verdes y control de la contaminación local.
- Unión Europea (UE): Líder en políticas climáticas ambiciosas (European Green Deal, Fit for 55). Alemania (Energiewende) impulsó masivamente la solar y eólica, aunque enfrenta desafíos por el cierre nuclear y la dependencia pasada del gas ruso. Dinamarca es pionera en eólica, con altos porcentajes de penetración. España se destaca en solar y eólica, con ambiciosos planes de hidrógeno verde.
- Estados Unidos: Con políticas fluctuantes, ha experimentado un boom de gas de esquisto (fracking), reduciendo emisiones del carbón, pero generando debate por fugas de metano. La Ley de Reducción de la Inflación (2022) representa una inversión histórica en FRE, eficiencia y vehículos eléctricos, buscando recuperar liderazgo tecnológico.
- Otros Notables: India avanza rápidamente en solar. Marruecos lidera en solar concentrada en África (Noor Ouarzazate). Costa Rica genera casi toda su electricidad con renovables (principalmente hidro). Chile explota su potencial solar y eólico para minería e hidrógeno verde.
- La electrificación (especialmente del transporte) y la digitalización (redes inteligentes) son vectores clave. (IRENA, 2023) argumenta que "la transición energética basada en renovables no es solo una opción climática, sino la vía más eficiente para el desarrollo socioeconómico sostenible, ofreciendo mayor resiliencia y seguridad energética" (p. 5). Sin embargo, persisten desafíos críticos: integración masiva de FRE intermitentes, almacenamiento, modernización de redes, financiamiento para países en desarrollo y la gestión del "carbón barato" en economías emergentes.

La situación energética de Cuba es única, moldeada por su historia política, la dependencia externa y el bloqueo económico estadounidense:

- Dependencia Histórica y la "Era Soviética": Tras la Revolución, Cuba se integró al CAME, dependiendo casi totalmente de la URSS para el suministro de petróleo a precios preferenciales y asistencia técnica. El sistema eléctrico y la industria se configuraron alrededor de este petróleo pesado.

- El "Período Especial" (década de 1990): El colapso de la URSS provocó una catastrófica crisis energética. La importación de petróleo se desplomó (hasta un 50%), generando apagones prolongados (hasta 16 horas diarias) que paralizaron la economía y la vida social. Esta fue una transición forzada por necesidad (Montero, 2020). La respuesta incluyó:
 - a) Revolución Energética (2006): Masiva sustitución de bombillas incandescentes, entrega de electrodomésticos eficientes (ollas arroceras), instalación de generadores Diesel en barrios para aliviar la red y promoción (limitada) de fuentes renovables, principalmente biogás y micro hidráulica.
 - b) Diversificación de Proveedores: Dependencia de Venezuela (Petrocaribe) desde los 2000, recibiendo petróleo en condiciones favorables, aunque volviendo a crear vulnerabilidad.
- La Situación actual y la Estrategia de transición: La crisis venezolana, el endurecimiento del bloqueo y los huracanes han agravado la vulnerabilidad energética. La respuesta es la Política para el Desarrollo Perspectivo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía (aprobada 2014, actualizada). Sus pilares son (ONEI, 2022; MINEM, 2023):
 - Aumento de FRE: Meta del 37% de generación eléctrica con FRE para 2030 (desde ~5% en 2022).
 - Acciones en Bioenergía: Centrales bioeléctricas (bagazo de caña) asociadas a ingenios azucareros (Ciro Redondo, construida con apoyo británico). Promoción de biogás.
 - Solar Fotovoltaica: Parque solar "La Herradura" y decenas de parques más pequeños.
 - Programa de instalación en techos de entidades estatales. Eólica: Parques experimentales (Turiguanó, Gibara). Planes más ambiciosos en desarrollo.
 - Hidroeléctrica: Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en ríos.
 - Eficiencia Energética: Continuación de programas de sustitución de lámparas y motores, normativas de construcción, y promoción de la cultura de ahorro.
 - Modernización del Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Rehabilitación de centrales termoeléctricas (aunque muchas son obsoletas y usan petróleo pesado), inversión en redes de transmisión y distribución (reducción de pérdidas técnicas), y desarrollo de microrredes.
 - Desafíos persistentes: La transición cubana enfrenta obstáculos formidables, financiamiento, limitaciones por bloqueo y situación económica interna.
 - Dependencia de créditos externos e inversión extranjera (Ley 118/2014, modificada), que fluye lentamente.
 - Tecnología y Capacitación: Necesidad de transferencia tecnológica y formación de especialistas.
 - Infraestructura: Sistema eléctrico envejecido y vulnerable a eventos climáticos extremos.
 - Dependencia de combustibles fósiles: Aún muy alta para

generación eléctrica y transporte. Crisis recurrentes de combustibles. Marco institucional y regulatorio: Necesidad de mayor agilidad y coordinación para atraer inversiones y gestionar la transición.

Como concluyen (López, Planas y García, 2021), "La transición energética cubana es un imperativo de supervivencia económica y ambiental, pero su éxito depende críticamente de superar las barreras financieras externas, modernizar su infraestructura interna y consolidar un marco de inversión atractivo y estable" (p. 78).

1.4 Políticas implementadas por Cuba sobre las FRE.

Según, la documentación (Cuba, 2023) reafirma que en Cuba se cuenta con un enorme potencial de fuentes renovables de energía y grandes reservas de eficiencia energética que debemos aprovechar con prioridad para disponer, de forma sostenible y al menor costo posible, de toda la energía que demanda el desarrollo económico y social del país, y que para alcanzar este objetivo se cuenta con la ‘Estrategia Nacional para la Transición Energética de Cuba’. Donde se describe todo el proceso de la transición energética en tres etapas fundamentalmente:

4. etapa 1 cumplir en el 2030 con las metas programadas por el país de alcanzar el 24% de participación de las fuentes renovables de energía en la matriz de generación eléctrica.
5. etapa 2 alcanzar en el 2035 la independencia eléctrica (combustible nacional más fuentes renovables).
6. etapa 3 materializar en 2050, la visión del 100% de generación con fuentes renovables. Y que mantiene como objetivo general, lograr con la participación de toda la sociedad, una rápida transición energética que garantice, al menor costo posible y con un positivo impacto ambiental, la suficiencia, soberanía y seguridad del suministro de energía que se requiere para el desarrollo sostenible del país.

Esta política está basada en el cambio de la matriz energética cubana. Aunque actualmente el 95% de la matriz energética del país se compone de combustibles fósiles.

1.4.1 Comportamiento de las FRE en Cuba.

Cuba y las FRE, sus avances están relacionados con inversiones significativas en proyectos de energía solar, eólica y bioeléctricos, que consiste en alcanzar: 612 MW (15%) en biomasa, 807 MW (9%) en eólica, 2104 MW (12%) en FV y en hidráulica 56 MW (1%) para un total de 3579 MW representando un 37 % de la generación del país. Al cierre del año 2023 Cuba presentaba una baja utilización de las tecnologías asociadas a las FRE, comportándose en: 0.55 MW en biomasa, 11.47

MW en eólica, 66.14 MW en hidráulica, 252.97 MW en FV de ellos 163.87 MW perteneciente a la UNE y 89.10 MW de inversión extranjera, para un total de 331.14 MW representando un 2.37% de la generación del país, según información del departamento del FRE esto se puede evidenciar en la (Fig. 1.1).

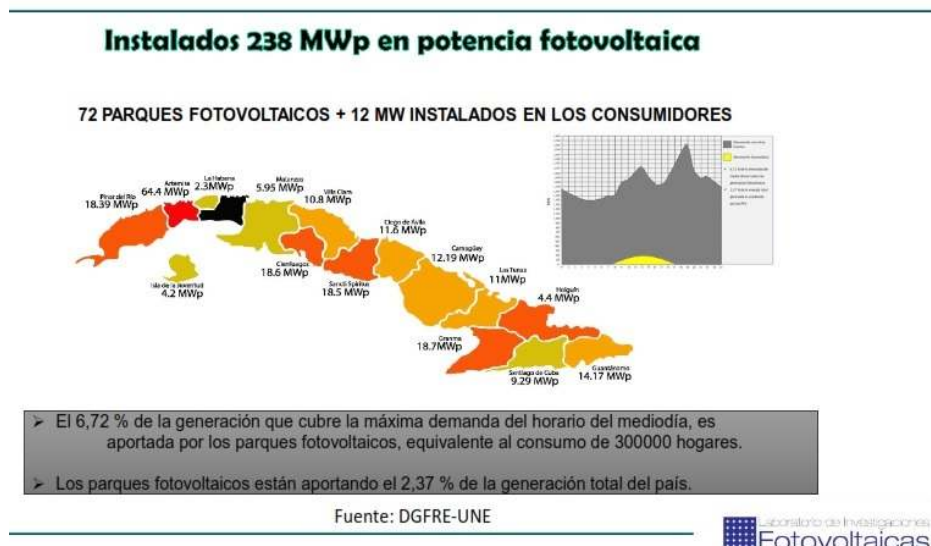


Fig. 1.1. Potencias instaladas en PSFV en Cuba por provincias.

1.4.2 Programas y esquemas tecnológicos instalados en Cuba en los SFV.

Según (Unión Eléctrica de Cuba, 2003; y Roca et al., 2023c) confirman sobre los esquemas tecnológicos y sus variedades construidos en nuestro país en los últimos años y que se emplean diferentes equipos, tienen diferente arquitectura y tienen diferente capacidad de generación. Se comenzaron con los programas de instalación en Sistemas Fotovoltaicos (SFV) nombrados como: programa de los 10 MW a partir del año 2013 se construyeron 7 parques, cuya potencia pico total instalada se mueve entre 0.81 y 2.5 MWp, a partir del año 2014 comenzó el programa de 15 MW se construyeron 20 parques de SFV conectados a la red con potencias picos total instaladas de 0.52 y 3.6 MWp, posterior vino el programa Moscom o 9 MW con potencias picos total instaladas de 4 o 5 MWp, posterior apareció el programas de 100 MW estaba compuesto principalmente por 3 potencias unitarias 1.1, 2.2 y 4.4 MWp, posterior aparece el proyecto IRENA con potencias instaladas de 15 MWp.

En Cuba existen ya, alrededor de 72 plantas generadores FV hasta cierre del año 2023 con potencias pico de 238 MWp y más 12 MWp instalados en viviendas aisladas residenciales. Se

pretende instalar según programas en sistemas FV 3410 MWp en todo el país, ya en preparación con 57 áreas en parques de 20 MW.

1.4.2.1 Avances en el desarrollo FV en la provincia de Matanzas y en el SEN.

En la provincia de Matanzas, se pretenden inversiones a partir del año 2024 en parques solares de sistemas FV para servir de apoyo al SEN en la mejora de su demanda, estos proyectos se nombran como: Jovellanos-2, Hoyo Colorado, Colón, La Conchita, Guanábana todos con una potencia instalada de 21.8 MWp completándose una potencia total instalada de 109 MWp, además de continuar con las inversiones previstas en el territorio de Cárdenas nombradas como: Cárdenas-5 de 5 MW y el Cárdenas-2 de 2.2 MW para una potencia instalada total de 7.2 MWp.

El municipio de Cárdenas cuenta con 2 parques solar FV nombrados: el Cárdenas I con una potencia instalada de 3.75 MWp y el Cárdenas III con una potencia instalada de 2.2 MWp; para un total de 5.95 MWp, conectados ininterrumpidamente y aportando el flujo de la energía solar captada hacia la red del sistema eléctrico nacional (SEN), pertenecientes a la Unión Eléctrica del Ministerio de la Industria Básica. Se prevé en la Provincia tener instalado en SFV una potencia total de 122.15 MWp.

Desde la sincronización de los PSFV, el Cárdenas III, el 17 de julio del año 2018 y posteriormente el PSFV Cárdenas I, el 07 de mayo del año 2019; hasta el cierre del año 2024 han generado en la provincia un total de 59632.91MWh lo que representa un ahorro de combustible equivalente de 15504.56 toneladas; se ha dejado de emitir a la atmósfera 50628.34 toneladas de CO₂ y está energía equivale al consumo de 2761 viviendas. El Cárdenas III tiene instalado en su configuración tecnológica: 8800 paneles fotovoltaicos de silicio policristalinos con potencia pico de 270 Wp, tiene instalado 4 inversores de 500 kW cada uno y posee 2 transformadores de potencia elevadores de tensión de 0.315 a 34.5 kV con potencias cada uno de 1000 kVA, el parque es del tipo dependiente a la red eléctrica, y está conectado a una línea eléctrica aérea de media tensión de subtransmisión de tensión 34.5 kV.

Sobre los aportes en SFV instalados y actualmente que se mantienen conectados al SEN en Cuba, se tiene: existen 34 plantas solares FV nuevas de 21.8 MW sumando un total instalado de 741.2 MWp más 266 MWp que se encontraban instaladas al cierre del año 2024, se tendría una potencia total instalada en SFV en Cuba de 1007 MWp, se han registrado valores de demanda generadas de 650 MW aportando a la potencia total el 65% según criterios para la época del año invierno es un

buen criterio del indicador. Se puede evidenciar en el (Anexo 49), donde se visualiza el comportamiento de la transición energética en el periodo del año 2024 al 2025.

Refiriéndose al tema de energía que pudiesen generar las 34 plantas solares instaladas hasta el año 2025, según registros se encuentran generando una media diaria de 3000 MWh, esto equivale a:

- Energía teoría para (HSP=4.5 horas) sería igual a 3335.4 MWh en este valor no se está considerando ni las pérdidas totales ni las variaciones de irradiancia del sistema, da semejante al valor reportado por el SEN, **formula:** $Energía (kWh) = Potencia (kW) * Tiempo (h)$.
- Factor de planta diario (eficiencia global) es igual a 16.9% refleja cuanta energía se genera realmente respecto a la máxima posible si opera al 100% durante 24 horas se considera según la clasificación internacional general de muy bueno porque se encuentra entre el rango del 18-22% se caracteriza para climas tropicales con buena irradiancia, **formula:** $FP = Energía generada real (MWh) / Potencia instalada (MW) * 24h * número días$.
- Yield específico diario es igual a 4.05 kWh/kWp/día (por cada potencia instalada se genera como promedio 4.05 al día) se considera un rendimiento muy bueno para las condiciones tropicales como Cuba, **formula:** $Yield = Energía generada (kWh) / Potencia instalada (kWp)$.
- Hora equivalente a plena carga es igual a 4.05 horas es como si el sistema opera a plena potencia durante 4.05 horas al día, coincide con las HSP indicando un buen aprovechamiento del recurso solar, **formula:** $HE = Energía generada (MWh) / Potencia instalada (MW)$.
- Factor de planta ajustado para las HSP=4.5h es igual al 90% se entiende que las 34 plantas sus sistemas se encuentran aprovechando el 90% del recurso solar disponible operativo, se considera un excelente aprovechamiento se encuentran entre el rango de 80-90% según criterios, **formula:** $FP (HSP) = Horas equivalentes / HSP$.

1.4.3 Tipos de sistemas FV de conexión a red instalados (SFV-CR).

- SFV-CR con microinversores.
- SFV-CR con inversores string.
- SFV-CR con inversores centrales.

El sistema FV de conexión a red más empleado en Cuba es la tercera variante con inversores centrales. Este es el esquema utilizado en el parque solar FV de Cárdenas 3, esta configuración se le hace una caracterización según la referencia bibliográfica (Batzelis & Pal, 2020, p. 15) comenta sobre los costos por Watt son extremadamente bajos en plantas muy grandes mayor de 1 MW, ofrecen el menor costo por vatio instalado debido a economías de escala y alta potencia unitaria.

(SMA, 2023; Sungrow, 2024) comentan sobre la eficiencia a carga completa alcanza eficiencias nominales muy altas mayor del 99% cuando operan cerca de su potencia máxima. La gestión centralizada simplifica la monitorización y el mantenimiento al tener pocos puntos de control centralizados según (Vivar, 2021, p. 55). En las pérdidas por desajuste son muy sensibles a desajustes entre string y módulos, así como a sombreados parciales, sufriendo mayores pérdidas relativas que otros sistemas según (Mansouri et al., 2021). También en su infraestructura de DC es compleja porque requieren una extensa red de cableado de DC de alta tensión, cajas de combinación, cuadros de distribución DC y protecciones sofisticadas, incrementando complejidad y riesgos según (NEC 2020; IEC 62548), este esquema permite una mayor robustez diseñados para entornos industriales, suelen tener una larga vida útil y alta fiabilidad en condiciones controladas según (Petrone et al., 2023).

También (Iberdrola, 2024) comenta sobre los campos solares FV que son instalaciones diseñadas para captar la radiación solar y convertirla en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, utilizando módulos compuestos por células FV. Su función principal es generar electricidad limpia y renovable, contribuyendo a la reducción de emisiones contaminantes y a la diversificación de la matriz energética.

El régimen de trabajo de estos sistemas depende de la irradiación solar disponible, la temperatura ambiente y la eficiencia de los componentes. Operan principalmente durante las horas de sol, y su producción varía a lo largo del día y del año. La eficiencia global del sistema está influenciada por factores como la orientación de los paneles, las pérdidas térmicas, la suciedad y la calidad de los inversores según (Romero Pereira & Sánchez Coria, 2022).

Beneficios que aporta el emplazamiento FV:

- Satisfacer la demanda pico eléctrica del diurno.
- Aumentar la capacidad en generación eléctrica instalada en el SEN.
- Disminuir la dependencia energética externa.
- Reducir la contaminación atmosférica.
- Reducir las pérdidas por transmisión y distribución si no se instalan en extremo de red.

Variantes o esquemas de los sistemas FV:

1. Sistemas conectados a red: la energía generada se inyecta directamente a la red eléctrica.
2. Sistemas aislados: funcionan de manera independiente y requieren almacenamiento en baterías.

3. Sistemas híbridos: combinan generación solar con otras fuentes o respaldo de baterías (Energy Theory, 2024).

De los sistemas FV mencionados anteriormente, el SFV escogido como objeto de estudio implementado en el campo solar FV Cárdenas 3 para su diseño, es el número 1, este esquema mantiene una configuración de conexión a red, estos campos solares pueden operar bajo esquemas de autoconsumo con o sin excedentes, o como plantas de generación a gran escala en la (Fig. 3.2) en el capítulo 3 se muestra el esquema típico. En el primer esquema, el usuario consume parte de la energía generada y el excedente se vierte a la red, recibiendo una compensación económica. En el segundo esquema, toda la energía se entrega a la red, como ocurre en los huertos solares o plantas industriales (Atlas Green Energy, 2024). El PSFV Cárdenas 3 su esquema se aplica a: un sistema FV conexión a red con inversores centrales (SFV-CR con inversores centrales), aunque esto mantiene una desventaja firme, un fallo del inversor saca a toda la planta del sistema de generación del SEN, no sucediendo así con los sistemas con microinversores y los inversores string. Se puede clasificar el Cárdenas 3 dependiendo del contexto y la escala como un parque construido para aportar a la generación distribuida en las redes eléctricas del municipio de Cárdenas, porque según la (IEA y CIGRÉ), la generación distribuida es aquella que está ubicada cerca del punto de consumo, tiene potencia moderada o baja, se integra directamente a redes de distribución (baja o media tensión), y su objetivo principal es abastecer carga local o aliviar la red según la referencia de (IEA PVPS, 2024; CNE Chile, 2023).

Además, los campos solares pueden instalarse en suelo (parques solares), sobre cubiertas de edificios, o integrarse arquitectónicamente en fachadas. Su diseño debe considerar aspectos técnicos como la inclinación, el sombreado, la topología eléctrica y la compatibilidad con la red (Autosolar, 2024).

1.5 Introducción al problema del fin de vida de las tecnologías FV: contexto global y el caso de Cuba.

1. Introducción al contexto global:

La energía FV se ha consolidado como un pilar fundamental de la transición energética global hacia fuentes renovables. Su adopción masiva, impulsada por la caída de costos y las políticas climáticas, ha generado un parque instalado que supera el teravatio a nivel mundial (IEA, 2023). Sin embargo, este éxito lleva implícito un desafío pendiente de solución: la gestión del fin de vida útil (FVU) de los paneles, cuya vida operativa se estima entre 25 y 30 años. Como advirtió

tempranamente uno de los informes fundacionales en el tema, "la anticipación es crucial; sin una planificación adecuada, los desechos de módulos FV podrían convertirse en un lastre ambiental" (Fthenakis, 2000, p. 106). Esta advertencia, hecha hace más de dos décadas, adquiere hoy una urgencia palpable, pues se estima que los desechos FV alcanzarán millones de toneladas métricas anuales a mediados de siglo (IRENA & IEA-PVPS, 2016).

2. La problemática ambiental y de recursos:

El problema no es solo de volumen, sino de composición. Un panel FV es un dispositivo complejo que combina materiales de alto valor, como silicio de grado solar, plata, cobre y aluminio, con otros potencialmente tóxicos si no se gestionan adecuadamente, como el plomo, el cadmio (en ciertas tecnologías de capa delgada) y los polímeros de las láminas encapsulantes (EVA). La disposición en vertederos convencionales con lleva el riesgo de lixiviación de metales pesados y representa una pérdida crítica de recursos valiosos y estratégicos. Como señalan estudios recientes, "la economía circular aplicada a la energía solar FV no es solo una opción ambiental, sino una necesidad económica para garantizar el suministro futuro de materias primas críticas" (Berger et al., 2020, p. 8). Recuperar estos materiales es esencial para la seguridad de la cadena de suministro y para reducir la dependencia de la minería primaria, que a menudo tiene fuertes impactos socioambientales.

3. Desafíos tecnológicos y económicos del reciclaje:

El reciclaje de paneles FV enfrenta barreras técnicas y económicas significativas. El diseño actual, pensado para la durabilidad y no para el desensamblaje, dificulta la separación eficiente de los materiales. Los procesos más comunes incluyen trituración mecánica y separación por tamizado, que generan fracciones de materiales mezclados de bajo valor (granza de vidrio, plástico, metales). Para lograr una recuperación de alta pureza, especialmente del silicio y la plata, se requieren procesos termoquímicos (pirólisis) o químicos (lixiviación) más complejos y costosos. Como concluye un análisis tecnológico-económico, "los costos de recolección, transporte y procesamiento actuales a menudo superan el valor de los materiales recuperados, haciendo inviable el reciclaje sin marcos regulatorios o incentivos financieros" (Chowdhury et al., 2020, p. 12345).

4. El marco Normativo Internacional y el enfoque de Responsabilidad Extendida del Productor (REP):

La respuesta internacional a este problema está cristalizando en torno al principio de Responsabilidad Extendida del Productor (REP), que traslada la obligación de gestionar el residuo

desde el usuario final hacia el fabricante o importador. La Unión Europea, pionera a través de la Directiva de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (RAEE), ya ha incluido los paneles FV en su ámbito, obligando a tasas de recolección y reciclaje específicas (Directiva 2012/19/UE). Este marco normativo está impulsando la innovación en el diseño para el reciclaje (DfR) y la creación de cadenas logísticas inversas. Fuera de la UE, países como Japón y algunos estados de EE.UU. están desarrollando sus propias regulaciones, aunque de manera fragmentada (Xu et al., 2018). La falta de armonización global es, en sí misma, un obstáculo.

5. El caso específico de Cuba: Oportunidades y desafíos acuciantes:

Cuba ha emprendido una estrategia decidida para aumentar la participación de las Fuentes Renovables de Energía (FRE) en su matriz eléctrica, con la energía FV como uno de sus ejes principales. El gobierno ha instalado parques solares en todo el país y promovido la generación distribuida (ONEI, 2022). No obstante, como advierten analistas del sector energético nacional, "la planificación del desmantelamiento y reciclaje de los paneles FV instalados masivamente a partir de la segunda década del siglo XXI no ha recibido la misma atención que su instalación, lo que podría generar un problema ambiental y económico de gran magnitud en el futuro cercano" (Pérez & González, 2021, p. 57). El contexto cubano añade capas específicas de complejidad:

- Dependencia tecnológica: La importación de paneles, sin una industria manufacturera local, dificulta la aplicación del principio REP, ya que los productores originales no están sujetos a la jurisdicción nacional.
- Infraestructura limitada: No existe actualmente una industria del reciclaje especializada en RAEE ni en componentes FV, con capacidad para los tratamientos termoquímicos o hidrometalúrgicos necesarios.
- Marco legal incipiente: La legislación ambiental cubana (Ley 81 del Medio Ambiente, Decreto-Ley 142/2021 sobre la Gestión de Residuos) establece principios generales, pero carece de normativas específicas para los residuos FV.
- Oportunidad de economía circular: El desarrollo de una cadena de valor en torno al reciclaje podría generar empleo, recuperar materiales valiosos (como aluminio y cobre) para la industria nacional, y reducir la huella ambiental total de la transición energética.

La revisión bibliográfica evidencia que el fin de vida de los paneles FV es un problema multidimensional (ambiental, económico, tecnológico y de gobernanza) que ha sido identificado a nivel global y para el cual se están buscando soluciones, aunque aún de forma incipiente y desigual.

Para Cuba, el problema es particularmente acuciante debido al rápido despliegue FV sin una estrategia paralela de gestión de residuos. Existe, por tanto, una brecha de conocimiento entre la necesidad urgente de actuar y la falta de estudios específicos que analicen los flujos de materiales futuros, evalúen las opciones tecnológicas viables en el contexto cubano y propongan un modelo de gobernanza y marco normativo adaptado. Esta tesis busca contribuir a llenar ese vacío, proponiendo una hoja de ruta para la gestión sostenible del fin de vida de los paneles FV en Cuba, convirtiendo un riesgo ambiental inminente en una oportunidad para la economía circular.

1.6 Análisis referencial: Confiabilidad operativa en SFV mediante aperturas voluntarias e involuntarias.

La evaluación de la confiabilidad operativa es un componente crítico para la integración efectiva de parques solares a gran escala en los sistemas de potencia. Este análisis se sustenta en el estudio sistemático de las aperturas o desconexiones, las cuales se clasifican técnicamente en voluntarias (planificadas) e involuntarias (no planificadas o fallas).

La distinción fundamental entre ambos tipos de aperturas radica en su predictibilidad e impacto en la operación del sistema. Como establece la norma técnica IEEE 1366, los índices de confiabilidad están primordialmente determinados por la frecuencia y duración de las interrupciones no planificadas, ya que estas introducen incertidumbre y estrés inmediato en el despacho de energía (IEEE, 2012). Por su parte, (Brown, 2009) enfatiza que un indicador clave de la madurez en la gestión de un activo de generación es una proporción donde las aperturas planificadas (para mantenimiento) superen significativamente a las no planificadas, ya que esto refleja un control proactivo sobre la disponibilidad del equipo.

En el contexto específico de los FV, la caracterización de las causas de las aperturas involuntarias es esencial. Autores como (Ghodela, Kaur y Kumbhar, 2021) identifican que los inversores son típicamente el componente más propenso a fallas en un PSFV, representando una porción significativa de la indisponibilidad no planificada debido a su complejidad electrónica y exposición a estrés térmico y eléctrico. Esta afirmación es respaldada por las tendencias de la industria reportadas por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), que en sus informes de "Reliability Data & Analysis" señala a los inversores como el principal contribuyente a las tasas de falla en sistemas FV (Jordan et al., 2020).

Desde la perspectiva de la estabilidad del sistema eléctrico, (Kundur, 1994) argumenta que la pérdida súbita e inesperada de un recurso de generación, representada por una apertura

involuntaria, es uno de los eventos contingentes más severos que debe ser capaz de soportar la red. Cada evento de este tipo representa una perturbación que el sistema debe compensar instantáneamente con reservas giratorias o de arranque rápido, poniendo a prueba la estabilidad de frecuencia y tensión de la red de subtransmisión y transmisión.

Finalmente, la gestión óptima de las aperturas voluntarias es un elemento de planeación. (Shahidehpour, Yamin y Fu, 2019) destacan que la programación coordinada del mantenimiento con el operador del sistema permite minimizar el impacto de estas indisponibilidades planificadas, asegurando que la red tenga suficientes recursos alternativos para mantener la seguridad del suministro durante estos periodos.

En consecuencia, el análisis estadístico de las aperturas no se limita a un simple recuento de eventos, sino que constituye una herramienta de diagnóstico poderosa para evaluar la robustez del activo, la eficacia de sus estrategias de mantenimiento y el riesgo real que representa su operación para la confiabilidad del sistema eléctrico interconectado. Se puede visualizar en los (Anexos 25, 26 y 35) trata sobre las cantidades en averías en el PSFV Cárdenas 3 desde el año 2018 hasta el 2024 y los elementos más fallados contra los porcentos que inciden en las averías, también en el capítulo 3 epígrafe 3.3.3 se puede visualizar el análisis numérico detallado sobre las aperturas ver (Tablas 3.14 y 3.15) y (Fig.3.11).

1.7 Energía solar fotovoltaica (FV).

1.7.1 Definición y función.

Un Parque Solar FV es una instalación de generación eléctrica a gran escala que convierte radiación solar directa en energía eléctrica mediante módulos FV. Su función principal es inyectar energía renovable directamente a la red eléctrica de media o alta tensión, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética y reduciendo emisiones de CO₂ (Batzelis & Pal, 2020, p. 7; IEA-PVPS, 2023, p. 15).

1.7.2 Efectos Técnicos en la Red Eléctrica.

La integración de PSFV introduce desafíos que exigen mitigación:

Efecto	Causa técnica	Soluciones propuestas
Fluctuaciones de tensión	Variabilidad rápida de generación por nubosidad ($\Delta P/\Delta t$ alto)	Control de rampa suave (IEEE 1547-2018 Cl. 5.2) y bancos de baterías para suavizar inyección (Katiraei et al., 2019, p. 104).

Sobretensión	Inyección excesiva de potencia (P) en redes con alta R/X durante baja demanda.	Funciones Volt-Watt en inversores (reducen P cuando $V > 1.05$ pu) y compensación reactiva (Volt-Var) (Batzelis & Pal, 2020, p. 18).
Reducción de inercia	Ausencia de masa rotatoria en inversores frente a generadores síncronos	Inversores con emulación de inercia sintética (frecuencia-Watt con df/dt) (NERC, 2019, p. 14; Rebolledo et al., 2022b, p. 41).
Distorsión armónica	Conmutación de semiconductores en inversores	Filtros LCL activos y cumplimiento de IEEE 1547-2018 (THDi $< 5\%$ hasta orden 50) (Petrone et al., 2023, p. 168).

1.7.3 Soluciones para la integración de los PSFV segura:

- Normativa: Cumplimiento estricto de IEEE 1547-2018 para interconexión, asegurando estabilidad y calidad de energía (IEEE Std 1547-2018).
- Estudios Previos: Análisis de flujos de potencia, cortocircuito y armónicos para dimensionar correctamente protecciones y compensadores (SU-Eléctrica, 2020; Montero, 2021).
- Tecnología Híbrida: Acoplamiento con sistemas de almacenamiento (BESS) para gestionar intermitencia y proveer servicios auxiliares (Mansouri et al., 2021, p. 6856).

Los PSFV modernos deben operar como activos de red inteligente, no solo como generadores pasivos. Su capacidad para proporcionar servicios auxiliares (regulación de tensión/frecuencia, soporte de inercia) es crucial para la estabilidad de redes con alta penetración renovable (NERC, 2019; IEA-PVPS, 2023).

1.7.4 Degradación del Rendimiento en PSFV Cárdenas 3: Análisis Técnico y Soluciones.

En el contenido técnico descrito en el capítulo 2 epígrafe 2.3.3 con nombre ‘‘descripción de los parámetros de diagnósticos del PSFV’’, se muestran los parámetros principales a medir en el parque solar y describen como se obtuvieron. En este capítulo se justifican teóricamente como:

- Fenómeno Observado: El PSFV Cárdenas 3 muestra una disminución sostenida en su Performance Ratio (PR), energía generada anual y Yield entre 2019-2024. Un análisis en PVsyst revela pérdidas por temperatura de -11.4%, significativamente superiores al rango típico de -7% a -9% para climas tropicales según (Tébar et al., 2022; King et al., 2020).

- Causas Técnicas de la Degradación:
 - a) Pérdidas por Temperatura Elevada: El coeficiente de temperatura de los módulos FV ($\gamma \approx -0.4\%/^{\circ}\text{C}$ para silicio policristalino) causa pérdidas irreversibles en zonas cálidas. En Cuba, las temperaturas de operación superan 45°C , reduciendo la eficiencia en 10% (Mansouri et al., 2021, p. 6851). Factor agravante en Cárdenas 3 que puede ser la mala ventilación trasera de los módulos o distancia inadecuada al suelo (<0.5 m), aumentando la temperatura de operación (Navarro, 2023).
 - b) Degradación Acelerada de Módulos: En climas tropicales húmedos, la degradación anual puede alcanzar 1.5%-2.0%/año (contra un 0.5%-0.8%/año en climas templados) debido a: la Corrosión de contactos por cloruros, la Delaminación por humedad (PID efecto) y la Degradación inducida por luz (LID) según (Jordan et al., 2019; Sánchez-Friera et al., 2023).
 - c) Suciedad y Sombreado: La acumulación de polvo, sal marina y polen reduce la transmitancia del vidrio, causando pérdidas de hasta 25% en zonas costeras sin limpieza periódica (Ilse et al., 2021). En Cárdenas 3, la cercanía al mar puede agravar este efecto.
 - d) Fallas en Inversores o String: La caída del PR correlaciona con fallos en inversores string (más del 3% de tasa anual en ambientes corrosivos) o desconexión de string por diodos bypass dañados (Montero, 2024; SU-Eléctrica, 2023).
- Soluciones Técnicas Propuestas:
 - a) Mitigación Térmica:
 - Instalación Óptima: Elevar módulos mayores a 1 m del suelo y usar estructuras con ventilación trasera reduce la temperatura en $8-12^{\circ}\text{C}$ (Tébar et al., 2022, p. 45).
 - Refrigeración Activa: Sistemas de rociado nocturno disminuyen la temperatura media diaria en 5°C , mejorando el PR en 3.5% (Navarro, 2023).
 - b) Mantenimiento Proactivo:
 - Limpieza: Limpieza robotizada mensual recupera 98% de la transmitancia óptica, reduciendo pérdidas por suciedad a mayor del 3% (Ilse et al., 2021).
 - Monitoreo: SCADA con detección de fallos a nivel de string identifica módulos degradados (PR $< 80\%$) para reemplazo selectivo (King et al., 2020).
 - c) Actualización Tecnológica:
 - Repotenciación: Reemplazar módulos policristalinos ($\gamma = -0.4\%/^{\circ}\text{C}$) por TOP Con ($\gamma = -0.3\%/^{\circ}\text{C}$) reduce pérdidas por temperatura en 25% (Mansouri et al., 2021).

- Protección PID: Inversores con polarización negativa nocturna revierten el PID, recuperando hasta 95% de la potencia perdida (Sánchez-Friera et al., 2023).

La degradación en el PSFV de Cárdenas 3 es multifactorial relaciona (clima, mantenimiento y tecnología) y corregirla requiere:

- 1) Monitorización granular (nivel string).
- 2) Actualización de módulos e inversores.
- 3) Protocolos adaptados al clima caribeño. El alto valor de pérdidas por temperatura (-11.4%) confirma que la gestión térmica es la prioridad crítica según (Navarro, 2023; Tébar et al., 2022).

Calidad de la insolación solar en Cuba.

Es representativo los valores anuales acumulados son un factor que influye decisivamente en el costo de la inversión que en correspondencia del lugar y la época fluctúan entre los 750 kWh/m² año y 2600 kWh/m² año para la mayoría de los casos. En Cuba este valor oscila alrededor de los 1900 kWh/m², y en el parque solar FV Cárdenas 3 se registran valores por encima de los 2000 kWh/m² al año.

Como se argumentó anteriormente, estos valores altos de insolación solar registrados confirman la baja influencia de factores externos al PSFV como: efectos de la estacionalidad de la radiación solar, impactos de las condiciones meteorológicas y efectos del sombreado al emplazamiento solar. También de una adecuada orientación e inclinación óptima en el prediseño. Se evidencia en las referencias (Hernández, P. M., 2021; Galán O. Vigil, 2003; Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz, 2023b; Diaz Santos. et al, 2023; Bériz y Álvarez, 2004; Stolik Novygrad, D, 2019; Duffie y Beckman, 2013; Díaz Santos, Castro Fernández, Santos Fuentefria, et Vilaragut Llanes, 2018). En la (Tabla. 3.4) del epígrafe 3.2.2 del capítulo 3, se muestra el comportamiento de la insolación en el dimensionado en el software PVsyst, en la base de datos tabla Excel, y también se muestran los registros reales del parque en periodos entre 2019 y 2024.

El campo solar FV Cárdenas 3, tiene definido su ángulo de inclinación de 15⁰ hacia el Norte. Está basado en varios factores, entre ellos: la radiación solar incidente en el lugar donde va situada la instalación, el cielo solar, donde influye la sombra de objetos que no pueden ser eliminados, como edificios, montañas, entre otros, así como el coeficiente de albedo referente a los niveles de reflexión del lugar donde se ubica el sistema. Se tienen en cuenta, además, las características de la instalación: si es única o híbrida, autónoma o acoplada a la red y el objetivo de la instalación, lo que define el régimen de uso y el consumo. El efecto de la selección de un ángulo de inclinación

óptimo es equivalente a una modificación del ángulo de incidencia de la radiación solar para lograr la máxima captación. Resultado ya presentado anteriormente por otros autores (Duffie y Beckman, 1996; Bértiz y Álvarez, 2004).

1.7.5 Estrategias para disminuir pérdidas en PSFV. Soluciones técnicas.

Las pérdidas en PSFV reducen su rentabilidad y eficiencia energética. La literatura técnica identifica estrategias clave para mitigarlas, respaldadas por estudios recientes y clásicos:

1. Pérdidas Ópticas y por Suciedad (Soiling):

- Problema: La acumulación de polvo, arena o contaminantes reduce la transmitancia del vidrio, causando pérdidas del 3% y 25% según ubicación (IEA-PVPS, 2023, p. 72).

- Soluciones: Limpieza automatizada con robots y recubrimientos antiadherentes (hydrophobic coatings) reducen pérdidas a menor al 2% (Micheli et al., 2020, p. 1105) y el diseño de módulos con inclinación mayor de 15° facilita autolimpieza por lluvia (King et al., 2018).

2. Pérdidas por Desajuste Eléctrico (Mismatch):

- Causa: Diferencias en curvas I-V entre módulos por sombreados, degradación desigual o tolerancias de fábrica (Petrone et al., 2023, p. 160).

- Tecnologías Mitigadoras: Optimizadores de potencia en cada módulo maximizan la extracción de energía bajo desajustes, reduciendo pérdidas a menor del 1% según (Batzelis & Pal, 2020, p. 12) y en las topologías de inversores con MPPT independientes por string mejoran eficiencia en terrenos irregulares (SMA, 2023).

3. Pérdidas en Conversión DC/AC:

- Ineficiencias: Pérdidas por conmutación (1% y 2%) y standby (0.5%) en inversores, agravadas en carga parcial (Mansouri et al., 2021, p. 6850).

- Avances: Inversores con topología SiC/GaN alcanzan mayor del 99% de eficiencia pico y mantienen mayor del 98% en rango amplio de carga (20% al 100%) según (Petrone et al., 2023, p. 165) y los Sistemas de refrigeración líquida disminuyen pérdidas térmicas en inversores centrales (Fraunhofer ISE, 2022).

4. Pérdidas por Dispersión Térmica:

- Efecto: Aumento de 0.4% al 0.5% en pérdidas por cada grado Celsius (°C) sobre 25°C debido a menor eficiencia de células (Skoplaki & Palyvos, 2009, p. 614).

- Enfriamiento Activo: Sistemas de ventilación forzada bajo módulos reducen temperatura 10°C, aumentando generación en un 5% (Siecker et al., 2021, p. 8).

5. Pérdidas en Cableado y Conexiones:

- Optimización: Selección de conductores de baja resistencia (Cu contra Al) y secciones adecuadas limita pérdidas a menor del 1.5% (Messenger & Ventre, 2018, p. 215) y el uso de topología radial con longitudes balanceadas entre strings minimiza desequilibrios (Montero, 2021, p. 90).

6. Pérdidas por Ausencia de Seguimiento Solar:

- Solución: Estructuras de seguimiento de 1 eje aumentan generación anual en un 25% respecto a sistemas fijos (NREL, 2022).

7. Estrategias Operativas Avanzadas:

- Monitorización: Sistemas IoT con drones y termografía infrarroja detectan (hot spots) y módulos fallidos, evitando pérdidas por degradación (IEA-PVPS, 2023, p. 89).

- Algoritmos Predictivos: Modelos de machine learning ajustan ángulos de seguimiento y operación de inversores en tiempo real usando datos meteorológicos (Mansouri et al., 2021, p. 6857).

La reducción de pérdidas en PSFV exige un enfoque holístico en: Prevención: diseño optimizado (topología, seguimiento, cableado), Tecnología: optimizadores, inversores de alta eficiencia y enfriamiento activo, Operación: monitorización predictiva y mantenimiento proactivo. La sinergia entre innovación tecnológica y gestión inteligente puede reducir pérdidas totales menores del 8% (respecto a 15% y 20% en instalaciones no optimizadas) (IEA-PVPS, 2023; Fraunhofer ISE, 2022).

1.7.6 Valor Social del Carbono (VSC): Fundamentos, Aplicación y Contexto Cubano para la Evaluación del PSFV Cárdenas 3.

En el capítulo 4 se describe un análisis métrico del VSC vinculado al PSFV Cárdenas3. Se puede observar en los (Anexos 43, 44, 45, 46, 47 y 48) donde se visualiza información a nivel global y nacional del tema de VSC. También en el capítulo 4 en la (Tabla 4.1) se muestran los análisis económicos sobre los ahorros de combustibles fósiles en PSFV Cárdenas 3 (período 2018-2024, 6.5 años), en la (Tabla 4.2) se muestra el análisis sobre la eficiencia técnica en el PSFV Cárdenas 3 (simulación PVsyst) y en la (Tabla 4.3) se muestra el análisis comparativo de beneficios ambientales del Cárdenas 3.

1. Fundamentos del Valor Social del Carbono (VSC)

El Valor Social del Carbono (VSC) o Costo Social del Carbono (SCC) representa el costo económico total de los daños causados por la emisión de una tonelada adicional de dióxido de

carbono (CO₂) a la atmósfera. Este concepto, desarrollado por economistas ambientales, cuantifica los impactos marginales del cambio climático en múltiples dimensiones:

a) Componentes del VSC (IPCC, 2022):

- Daños a la salud humana (mortalidad, morbilidad)
- Pérdidas agrícolas y reducción de productividad
- Daños a ecosistemas y biodiversidad
- Impactos en infraestructura (por eventos extremos)
- Costos de adaptación y mitigación futuros

b) Evolución metodológica: La metodología del VSC fue desarrollada inicialmente por (Nordhaus, 1994) con el modelo DICE (Dynamic Integrated Climate-Economy) y refinada posteriormente por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). En su Sexto Informe de Evaluación (IPCC AR6, 2022), el IPCC establece rangos de VSC que varían según:

- Tasa de descuento social (2-3% para análisis intergeneracional)
- Escenarios socioeconómicos compartidos (SSP)
- Nivel de ambición climática (1.5°C vs 2°C)

2. Patrones de referencia globales actualizados (2020-2024). En el (Anexo 43) se muestran los valores de referencia del VSC por institución

Según el (IPCC, 2022) recomienda que para proyectos de inversión en países en desarrollo se utilice el percentil 25 del rango global, equivalente a 50-100 USD/ton CO₂, considerando equidad intergeneracional y capacidad de pago.

3. Contexto cubano y aplicación normativa

3.1 Marco Normativo Nacional

Cuba, como país signatario del Acuerdo de París, ha establecido en su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) actualizada 2020 el compromiso de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 22% para 2030 respecto al escenario business-as-usual (República de Cuba, 2020). El Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente (CITMA) en su Tercera Comunicación Nacional a la (CMNUCC, 2021) reconoce explícitamente la necesidad de internalizar los costos ambientales en la planificación económica, aunque no establece un VSC oficial nacional.

3.2 Referencias sectoriales en Cuba

- Ministerio de Energía y Minas (MINEM): En la Estrategia Nacional para la Transición Energética (Cuba, 2023) se menciona la valoración de externalidades ambientales como criterio para priorizar proyectos renovables.

- Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI): Incluye indicadores ambientales en el "Anuario Estadístico de Cuba", pero sin valoración monetaria.

- Instituto de Planificación Física (IPF): Considera factores ambientales en evaluaciones de impacto, aunque sin metodología estandarizada de VSC.

1.8 Conexión de PSFV en redes de subtransmisión de 34.5 kV en Cuba: Análisis técnico y de pérdidas.

En Cuba, la integración de PSFV en las redes de distribución primaria con tensión a 13.8 kV o en las redes de subtransmisión con tensión a 34.5 kV, es estratégica para reducir pérdidas y mejorar la estabilidad en redes radiales con alta impedancia. La conexión de PSFV a tensiones más altas (34.5 kV vs. 13.8 kV) es preferible técnicamente en instalaciones mayores de 1 MW, especialmente cuando la distancia al punto de conexión (PCC) supera los 2 km según justifica la referencia de (Montero, 2021; IEEE, 2018). En el caso de estudio del PSFV Cárdenas 3 en su caracterización con: potencias pico de 2.2 MWp conectado a una línea aérea de subtransmisión de 34.5 kV, y a una distancia de 4 km del transformador 110/34.5 kV confirma técnicamente lo expuesto por las referencias, y esta variante ilustra desafíos claves en la integración de generación distribuida (GD) en las redes eléctricas cubanas.

1.8.1 Tensión de conexión a 13.8 kV y 34.5 kV: Factores Decisivos.

- La capacidad de la red y las pérdidas: La conexión a niveles de tensión más altos (como 34.5 kV vs. 13.8 kV) es generalmente preferible para plantas mayores de 1 a 2 MW, ya que reduce significativamente las pérdidas técnicas por efecto Joule ($P_{pérd} = I^2 * R$) y la caída de tensión ($\Delta V \approx (P * R + Q * X) / V$), al disminuir la corriente (I) para la misma potencia transmitida según justifica (Cubas et al., 2018, p. 112; Navarro et al., 2019, p. 75). Y asegura que es crucial en líneas largas con relación a su punto de conexión mayores de 1 km como en el caso del PSFV Cárdenas 3 (4 km).
- La Capacidad de Absorción: Las redes de 34.5 kV suelen tener mayor capacidad térmica y de cortocircuito que las de 13.8 kV, permitiendo inyectar mayores potencias en energías solar de PSFV sin requerir costosos refuerzos inmediatos en la red primaria según (Rebolledo et al.,

2022, p. 34; IEEE Std 1547-2018, Cláusula 4). La elección de las redes de 34.5 kV para Cárdenas 3 es técnicamente adecuada para su potencia pico instalada de 2.2 MWp.

- Estabilidad de Tensión: La conexión en MT/AT a 34.5 kV mejora la estabilidad de la tensión local frente a fluctuaciones de la GD, ya que la impedancia de la red (X/R) es mayor, haciendo la tensión menos sensible a cambios de potencia reactiva así asegura (Batzelis & Pal, 2020, p. 17). Esto es vital para las redes cubanas, que pueden experimentar variaciones de carga significativas.
- Limitación en 13.8 kV: Para los PSFV mayores de 1 a 1.5 MW, la conexión directa a 13.8 kV puede saturar rápidamente la capacidad de la línea o transformador de distribución local, esto exige equipos de protección más costosos (mayor nivel de cortocircuito) y puede causar problemas de regulación de tensión aguas abajo, especialmente en redes radiales largas (Montero, 2021, p. 88; SU-Eléctrica, 2020).

1.8.2 Pérdidas en la red por integración de los PSFV: Efectos contrapuestos.

La bibliografía destaca que el impacto de los PSFV en las pérdidas totales de la red depende críticamente de su ubicación, tamaño y perfil de generación vs. carga local:

- Reducción de pérdidas aguas abajo: Cuando un PSFV inyecta energía cerca de cargas consumidoras, reduce el flujo de potencia (y por tanto las pérdidas $I^2 \cdot R$) en los transformadores de distribución y líneas aguas arriba desde la subestación. La máxima reducción se logra cuando la generación FV coincide espacial y temporalmente con la demanda pico local según (Katiraei et al., 2019, p. 102; Navarro et al., 2019, p. 78, Khatib, 2019, p. 112). Este es el beneficio que se obtiene en el Cárdenas 3 porque la generación es semejante a las cargas locales según la demanda del alimentador de 34.5 kV.
- Aumento potencial de pérdidas aguas arriba: Si la potencia inyectada por el PSFV excede la demanda local en el punto de acoplamiento (PCC), la energía fluye hacia la subestación (aguas arriba). Este flujo inverso puede aumentar las pérdidas en los tramos de red entre el PSFV y la subestación, especialmente si la línea tiene alta resistencia (R) o si la tensión en el PCC no está óptimamente controlada (Batzelis & Pal, 2020, p. 19; Rebolledo et al., 2022, p. 36). En Cárdenas 3, el tramo de línea de 4 km a la subestación 110/34.5 kV es susceptible a este efecto durante horas de alta generación FV y baja demanda local.
- Impacto Neto: El efecto neto en las pérdidas totales del sistema depende del balance entre la reducción aguas abajo y el posible aumento aguas arriba. Estudios de flujos de potencia (PF) y

análisis probabilísticos son esenciales para una evaluación precisa segura (Katiraei et al., 2019, p. 105; Montero, 2021, p. 92). La ubicación de Cárdenas 3 (cercana a la subestación) está expuesta a incrementos pequeños numéricamente de pérdidas de potencia en los instantes de aportes altos de la generación FV.

- Pérdidas No Técnicas (Comerciales): La integración masiva de PSFV sin medición bidireccional precisa y una actualización de sistemas comerciales (facturación) puede enmascarar pérdidas no técnicas o causar errores de medición (SU-Eléctrica, 2020; NC ISO 50001, 2018).

Para PSFV mayores de 2 MW en Cuba, la conexión a tensiones de 34.5 kV es técnica y económicamente viable, pues reduce costos operativos y evita refuerzos de red según (Pérez & González, 2023, p. 15).

1.8.3 Criterios técnicos para Cuba (Desafíos y Recomendaciones).

- Calidad de la Red Existente: La integración exitosa del PSFV en redes cubanas de 13.8 kV y 34.5 kV requiere evaluar la capacidad térmica de líneas y transformadores, los niveles de cortocircuito existentes, la regulación de tensión (tap de transformadores, bancos de capacitores) y las protecciones (coordinación con inversores FV) (Montero, 2021, p. 85; Rebolledo et al., 2022, p. 38; IEEE Std 1547-2018). La antigüedad y estado de algunas redes cubanas es una limitante crítica.
- Estabilidad y Regulación: Los PSFV conectados a redes débiles (alta impedancia, como líneas rurales largas) pueden causar fluctuaciones de tensión y problemas de estabilidad transitoria. El uso de inversores con capacidades avanzadas de control de potencia reactiva (Q-V, Q-P) y el cumplimiento estricto de códigos como la IEEE 1547-2018 son esenciales (IEEE Std 1547-2018, Cláusula 6; Batzelis & Pal, 2020, p. 21).
- Ubicación Óptima: Para minimizar pérdidas y maximizar beneficios, los PSFV medianos/grandes mayores de 1 MW deben conectarse preferentemente a redes de 34.5 kV, cerca de cargas significativas o subestaciones, evitando puntos finales de alimentadores radiales largos (Cubas et al., 2018, p. 115; Navarro et al., 2019, p. 80). La ubicación de Cárdenas 3 (a 4 km de la SE) es generalmente favorable frente a conexiones en extremos del alimentador.
- Estudios de Impacto: Es mandatorio realizar estudios de flujo de potencia (PF), cortocircuito (SC), estabilidad transitoria y armónicos antes de conectar un PSFV, especialmente en redes

congestionadas o con alta penetración previa de GD (NC ISO 50001, 2018; Montero, 2021, p. 90; IEEE Std 1547.1-2020).

1.8.4 Relación de los parámetros de calidad y estabilidad dinámica de la red eléctrica y los PSFV. Indicadores evaluación.

Según el epígrafe 2.4 Fase 2 del capítulo 2 y a la (Tabla 3.16) mostrada en el capítulo 3 donde describen los indicadores principales para diagnosticar la línea de subtransmisión ante el aporte de la generación FV, se realiza una argumentación técnica sobre estos parámetros. Además se puede visualizar las tablas resumen (Tabla 3.17 y 3.18).

Calidad de la energía eléctrica:

La calidad de la energía eléctrica se refiere al conjunto de características que debe tener la energía suministrada (tensión, frecuencia, forma de onda, continuidad del servicio) para que los equipos eléctricos funcionen correctamente, sin fallos ni deterioro prematuro. Según la IEEE, implica que la energía sea entregada con las condiciones adecuadas para no afectar el rendimiento ni la vida útil de los dispositivos conectados (UNAM, 2023).

Estabilidad dinámica:

En un sistema eléctrico se refiere a la capacidad del sistema para mantener o recuperar un estado de equilibrio aceptable después de haber sido sometido a una perturbación, como una variación de carga, desconexión de generación o cortocircuito. Esta estabilidad se manifiesta en la respuesta transitoria del sistema y su capacidad para volver a condiciones normales sin perder sincronismo ni colapsar la tensión (Longatt, 2005; UTFSM, 2023).

Se puede apreciar en el (Anexo 22), donde se tuvo la intención de mostrar y describir los parámetros eléctricos generales que caracterizan un sistema eléctrico relacionados con la calidad de la energía y la estabilidad dinámica.

Descripción de los parámetros eléctricos:

- Frecuencia nominal: es el valor estándar del sistema (50 o 60 Hz). Su estabilidad refleja el equilibrio entre generación y demanda. Se mide mediante un analizador de calidad de energía o un equipo sincronizado a la red, unidad es el Hertz (Hz).

$$f = \frac{1}{T}$$

T=es el periodo de la onda de tensión o corriente.

- Tensión RMS (Root Mean Square): el valor eficaz de la tensión. Debe mantenerse dentro de márgenes aceptables para evitar daños en equipos. Se obtiene midiendo el valor cuadrático

medio de la forma de onda. Se mide con un multímetro RMS verdadero o analizador de red trifásica. Es para señal senoidal pura.

$$V_{RMS} = \frac{V_{pico}}{\sqrt{2}}$$

- THD (armónicos): la distorsión armónica total. Mide cuánto se aleja la forma de onda de una onda senoidal pura. Suma de las componentes armónicas respecto a la fundamental.

$$THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_n^2}}{V_1} \times 100\%$$

V_1 =valor RMS de la frecuencia

$V_2, V_3 \dots V_n$ =son los armónicos.

- Flickers: es el parpadeo visible en iluminación causado por fluctuaciones rápidas de tensión. Afecta el confort visual. Se evalúa usando un medidor de calidad de energía conforme a la norma IEC 61000-4-15. Posee dos indicadores (Short-Term Flicker Severity (Pst) y el Long-Term Flicker Severity (Plt). No tiene fórmula matemática simple, es un índice calculado estadísticamente.
- Desbalance de tensiones: es la diferencia entre las tensiones de fase. Un desbalance elevado puede dañar motores y equipos trifásicos. Se mide por fases (A-B-C) con voltímetros trifásicos o analizadores de red.

$$Desbalance = \frac{Tensión\ máx\ o\ mín\ fase - Tensión\ promedio}{Tensión\ promedio} \times 100\%$$

- RoCoF (Rate of Change of Frequency): es la tasa de cambio de la frecuencia del sistema eléctrico, medida en Hz/s. Indica qué tan rápido varía la frecuencia tras una perturbación (como la desconexión de una planta o una carga grande). Refleja la capacidad del sistema para resistir perturbaciones rápidas. Si RoCoF es muy alto, significa que el sistema tiene baja inercia y es más vulnerable a inestabilidades. Es un parámetro clave en redes con alta penetración renovable, donde la falta de generadores síncronos reduce la capacidad de amortiguar cambios bruscos. Se obtiene con medidores de sincronismo o protección PMU (Phasor Measurements Unit).

$$RoCoF = \frac{\Delta f}{\Delta t}$$

Δf =es el cambio de frecuencia en el tiempo Δt .

- Ángulo de sincronismo (δ): es la diferencia angular entre generadores síncronos o entre generador y red. Si se desincronizan, puede haber pérdida de estabilidad angular. Se determinan con oscilografías o simulaciones dinámicas.

$$\delta = \omega(t_1 - t_2)$$

- Constante de inercia (H): mide la energía cinética almacenada en generadores rotativos. A mayor H, más resistencia a cambios de frecuencia. Se define por fabricantes o se estima a partir de pruebas dinámicas.

$$H = \frac{E_k}{S}$$

E_k =energía cinética almacenada en el rotor (MJ).

S =potencia nominal del generador (MVA).

- Tiempo de recuperación: es el tiempo que tarda el sistema en volver a condiciones normales tras una perturbación. Es decir, se obtiene observando cuanto tiempo tarda la variable (frecuencia o tensión) en volver a su valor nominal tras una perturbación. Se mide en segundos usando registros transitorios o software de simulación dinámica.
- Relevancia en FV: indica qué tan importante es ese parámetro en sistemas FV conectados a red. No se mide ni calcula, sino indica cuán importante o sensible es cada uno de los otros parámetros en el contexto específico de parque solares conectados a la red eléctrica. Se trata de una evaluación cualitativa o conceptual, no numérica basada en: las características técnicas de los inversores FV. Las respuestas esperadas ante eventos eléctricos. La interacción entre la generación solar y la infraestructura de red.

Relación entre estabilidad dinámica y el PSFV conectado a red.

Los parques solares FV, al estar conectados mediante inversores electrónicos, no aportan inercia rotacional como los generadores síncronos tradicionales. Esto significa que, ante una perturbación, la red puede experimentar variaciones más rápidas y severas en frecuencia y tensión, comprometiendo la estabilidad dinámica (Rodríguez et al., 2011). Además, si varios parques solares se conectan simultáneamente sin coordinación adecuada, pueden producir interacciones no deseadas entre sus controladores, generando oscilaciones o resonancias en la red (IMDEA Energía, 2022).

La estabilidad dinámica no solo depende del parque solar, sino también de la estructura de la red, la ubicación del punto de conexión, y la presencia de otras fuentes de generación. (Mesa-Calle et al., 2023).

Métodos para controlar o prevenir inestabilidad dinámica.

1. Inercia sintética (virtual): Inversores avanzados pueden emular la respuesta inercial de generadores síncronos, ayudando a estabilizar la frecuencia (Fernández, 2025).
2. Control de frecuencia rápida (FFR): Respuesta automática de los inversores ante caídas de frecuencia, inyectando potencia activa en milisegundos.
3. Control de tensión y potencia reactiva (Volt/VAR): Los inversores pueden regular la tensión local mediante el control de potencia reactiva.
4. Compensadores síncronos: Máquinas rotativas sin carga que aportan inercia y soporte de tensión.
5. Sistemas de almacenamiento (baterías, volantes de inercia): Permiten absorber o inyectar energía rápidamente para estabilizar el sistema.
6. Coordinación de controladores y estudios de estabilidad: Ajustar los parámetros de control de los inversores según la impedancia de red y condiciones locales (Rodríguez et al., 2011).

Para describir el comportamiento de los parámetros eléctricos fundamentales de la red de subtransmisión MU700 y del parque solar FV Cárdenas 3. Se comenzó por un dimensionamiento del campo solar con el software PVsyst, posterior a esto se analiza la estadística aportada según el funcionamiento (generación) del Cárdenas 3 con los parámetros principales registrados y posterior se evaluará el comportamiento de la línea de subtransmisión con el aporte de la generación solar FV con el software PowerFactory.

1.9 Redes de subtransmisión eléctricas.

1.9.1 Definición y función de las redes de subtransmisión de 34.5 kV.

Una red de subtransmisión de 34.5 kV es un nivel intermedio en el sistema de potencia que interconecta subestaciones de transmisión con tensión 110 kV o más con subestaciones de distribución primaria a tensiones de 13.8 kV o 24.9 kV.

Su función está basada en transportar grandes bloques de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión alta tensión hacia centros de carga o subestaciones distribuidoras, con menor tensión, pero mayor capacidad que las redes de distribución primaria (Cubas & Farinas, 2019, p. 87; Gönen, 2014, p. 312).

Funciones específicas incluyen:

- Alimentación de grandes cargas: Suministrar directamente a industrias, hospitales o parques solares FV PSFV mayores de 1 MW.
- Refuerzo de la red: Proporcionar redundancia y soporte a redes de distribución primaria mediante interconexiones estratégicas.
- Reducción de pérdidas: Transportar energía a distancias medias (5-50 km) con menores pérdidas que niveles de tensión inferiores (Kern et al., 2020).

1.9.2 Características técnicas de las redes de 34.5 kV.

- Estas líneas operan a nivel de tensión de 34.5 kV entre fase-fase y 19.1 kV entre fase-neutro), clasificándose como Media Tensión Alta (MTA) según normas internacionales (IEC 60038:2009; NC 1020:2014).
- Topología: Predominan configuraciones semicerradas (anillo abierto) o malladas, buscando confiabilidad sin excesiva complejidad (Rebolledo et al., 2022; Grainger & Stevenson, 2014, p. 154).
- Longitudes Típicas: Líneas de 10 a 40 km, con tendido aéreo (predominante en Cuba) o subterráneo (este último con costos 4-10 veces superiores) (SU-Eléctrica, 2020; Gönen, 2014, p. 320).
- Capacidad de Transporte: Línea aérea simple circuito: 15-30 MVA (dependiendo de conductor y temperatura ambiente). Línea subterránea: 20-50 MVA (Montero, 2021; IEEE Std 738-2012).
- Relación X/R: Alta (típicamente >2), lo que implica que la regulación de tensión depende más de la potencia reactiva (Q) que de la activa (P) según (Batzelis & Pal, 2020; Navarro et al., 2021).
- Niveles de Cortocircuito: Valores típicos de 10-20 kA en barras de 34.5 kV, determinantes para coordinar protecciones y seleccionar equipos (IEEE Std 551-2006; SU-Eléctrica, 2020).

1.9.3 Pérdidas energéticas en redes de subtransmisión.

Las pérdidas eléctricas en redes de subtransmisión se expresan como porcentaje de la energía transportada, caracterización:

- Rango técnico óptimo: Las pérdidas técnicas en redes de subtransmisión a tensiones de 34.5 kV bien planificadas y operadas no deben exceder del 1.5% al 3% de la energía inyectada según (IEC, IEEE, CIGRE, Kern et al., 2020, p. 45; Navarro et al., 2021, p. 28).
- Factores que incrementan las pérdidas:

- Sobrecarga de líneas: Pérdidas por efecto Joule crecen con el cuadrado de la corriente ($P_{pérd} = I^2 * R$).
- Bajo factor de potencia: Flujos elevados de reactiva aumentan corrientes y pérdidas.
- Infraestructura antigua: Conductores de pequeña sección o conexiones deficientes.
- Desbalance de fases: Aumenta pérdidas en neutro y transformadores (SU-Eléctrica, 2020b; IEEE Std 738-2012).

Estudios de pérdidas promedio indican valores de 2.8% al 4.5% en las redes cubanas de 34.5 kV, esto se les atribuye la (UNE y MINEM):

- Distancias largas entre subestaciones (>30 km en zonas rurales), baja densidad de carga, equipos obsoletos y limitada compensación de reactivos (Navarro et al., 2021, p. 31; Rebolledo et al., 2022, p. 42).

1.9.4 Estrategias para Minimizar Pérdidas.

- Compensación de reactivos: Instalación de bancos de capacitores en puntos estratégicos para reducir flujos de corriente reactiva (Gönen, 2014; SU-Eléctrica,
- Reconductoring: Reemplazo de conductores por otros de mayor sección y menor resistencia (ej. AAAC vs ACSR) (IEEE Std 738-2012).
- Gestión de carga: Balanceo de fases y redistribución de cargas entre alimentadores (Montero, 2021).
- Automatización: Uso de dispositivos de medición en tiempo real (SCADA) para optimizar topología y operación (Katiraei et al., 2019).

1.10 Normativas para operación adecuada del PSFV e integración en redes de 34.5 kV. Criterios técnicos y soluciones.

1. Funcionamiento de PSFV y Control de Pérdidas: norma clave (IEC 61724-1:2021) establece métricas de rendimiento (PR, Lc), exigiendo $PR \geq 80\%$ y pérdidas totales $\leq 15\%$ en condiciones STC (Sección 5.3). La solución técnica es implementar optimizadores de DC y algoritmos de reconfiguración dinámica para mitigar pérdidas por mismatch ($<2\%$) (Batzelis & Pal, 2020, p. 12).

2. Disminución de Rendimiento Anual (Degradación): norma internacional (IEC TS 63209-1:2021) fija degradación máxima anual del 0.55% para módulos Tier-1, verificable con pruebas aceleradas (DH2000, TC200) (Anexo B). La garantía es según la norma UL 3703 exige 90% de rendimiento a 10 años y 80% a 25 años (UL, 2020).

3. Integración a Redes de 34.5 kV: estándar cubano/Internacional la (IEEE 1547-2018 Cl. 4.1) y (NC 1020:2014) requieren rango de operación de $34.5 \text{ kV} \pm 10\%$ y $\text{THDv} < 5\%$ (IEEE, 2018; SU-Eléctrica, 2020, Anexo 2). Las protecciones según la (IEC 62446-3:2017) exige relés de frecuencia (57.5-61.5 Hz) y tensión (0.88-1.10 pu) con tiempo de respuesta menor de 2s (Sección 6.2).
4. Pérdidas en Líneas de 34.5 kV: Límites Normativos (IEC 60364-8-1:2019) establece pérdidas máximas del 3% en redes de subtransmisión. La mitigación por la compensación reactiva (banco de capacitores) para mantener $\cos\phi > 0.95$, reduciendo pérdidas por efecto Joule en un 15% (Gönen, 2014, p. 328).
5. Comportamiento de Tensión y Cargabilidad: la Estabilidad es según la (IEEE 141-1993) (Red Book) limita caídas de tensión a 5% en régimen permanente y 10% durante arranques (Cap. 3). Y como criterio térmico la (IEC 61853-2:2016) define curvas de cargabilidad según el conductor (Tabla 3.17) y la IEEE Std 738, la guía CIGRE TB 601 referencia los cálculos en la ampacidad de los conductores. Y la cargabilidad en transformadores se normaliza según los estándares en la IEEE C57.91 y la IEC 60076-7 donde clasifican la operación de los transformadores en diferentes ciclos de carga, lo que da sentido a los niveles de alerta. Según la literatura los patrones definidos como (80% en línea y 70%, 90% en transformador) son técnicamente sólidos y están perfectamente alineados con las mejores prácticas de la industria reflejadas en las normas IEEE e IEC no solo establecen una vigilancia sobre el límite último del (100%), sino que, de manera muy acertada, introducen un umbral preventivo que permite una gestión proactiva y segura de los activos en la subestación de 25 MVA. Porque las normas proporcionan las bases técnicas (modelos térmicos, clases de carga, curvas de pérdidas de vida) para que cada operador, basándose en su experiencia y necesidades, defina sus propios umbrales de actuación.
6. Pérdidas en Transformadores de Subestación: la Eficiencia es según la (IEEE C57.91-2011, IEEE C57.12-00) exige $\eta > 99\%$ para transformadores $> 10 \text{ MVA}$, con pérdidas en carga $< 0.5\%$ y en vacío $< 0.1\%$ (Sección 5.3), y la optimización se relaciona con el uso de núcleos amorfológicos reduce pérdidas en vacío un 70% (Montero, 2021, p. 92). También la IEEE C57.12.00 Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers, exige una tolerancia del $\pm 7.5\%$ del valor nominal de pérdidas definido por el fabricante.

Las soluciones técnicas integradas están relacionadas con:

1. Diseño Predictivo: Simulación DIGSILENT PowerFactory para optimizar ubicación de bancos de capacitores y evitar sobretensiones (Rebolledo et al., 2022c).
2. Monitoreo Inteligente: Sistemas SCADA con PMUs (Unidades de Medición Fasorial) detectan anomalías de tensión en < 20 ms (IEEE 1547.1-2020).
3. Transformadores de Alta Eficiencia: Selección según clase de pérdidas (IEC 60076-20:2018) según (Navarro et al., 2021).

La sinergia normativa reduce pérdidas totales del sistema (PSFV + red) en un 18-22% (Batzelis & Pal, 2020; SU-Eléctrica, 2020).

1.11 Análisis Referencial: Modelado Computacional, Escenarios de Estudio y Validación de Convergencia.

El modelado computacional y la simulación numérica se han consolidado como herramientas fundamentales para el análisis de sistemas de potencia modernos. La complejidad de estos sistemas, acentuada por la integración de recursos energéticos distribuidos como los parques FV, hace inviable su estudio mediante métodos analíticos tradicionales. Como afirma seminalmente (Grainger y Stevenson, 1994), "el análisis por computadora se ha vuelto indispensable para la planificación y operación de sistemas de potencia, permitiendo modelar comportamientos que de otra forma serían prohibitivamente complejos" (p. 15).

Para estudios de estado estacionario, como el flujo de carga, el algoritmo Newton-Raphson es ampliamente reconocido como el método estándar. (Saadat, 2010) lo describe como "el más robusto y confiable para la solución de flujos de carga, gracias a su convergencia cuadrática y su capacidad para manejar sistemas con alta relación R/X" (p. 145), una característica típica de las redes de subtransmisión. Esta robustez es crucial cuando se analizan escenarios de estrés con alta penetración de generación distribuida, donde otros métodos pueden fallar en converger. La implementación de este algoritmo en software especializado como DIGSILENT PowerFactory está respaldada por su manual de usuario, que lo establece como el método por defecto para "análisis de redes de distribución y subtransmisión debido a su precisión y confiabilidad" (DIGSILENT, 2021, p. 234).

La estrategia de definición de escenarios de estudio es una práctica esencial en la planificación de sistemas de potencia. (Conejo y Baringo, 2018) sostienen que "la comparación sistemática de escenarios permite evaluar el desempeño del sistema bajo diferentes condiciones operativas y de

expansión, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones" (p. 45). En el contexto de integración FV, se recomienda contrastar un escenario base (sin generación FV) con escenarios de penetración creciente, incluyendo un escenario límite que permita identificar los umbrales técnicos del sistema, como sobrevoltajes o sobrecargas (Cagnano, De Tuglie & Vergura, 2020).

Finalmente, la verificación de la convergencia del algoritmo no es un mero formalismo, sino un requisito de validez científica. (Zimmerman, Murillo-Sánchez y Thomas, 2011) enfatizan que "una solución de flujo de carga solo es físicamente significativa si el algoritmo numérico converge a una solución que satisface las ecuaciones del sistema dentro de tolerancias predefinidas" (p. 15). Una solución no convergente puede indicar condiciones operativas inviables o inestabilidades subyacentes, mientras que una convergencia exitosa valida matemáticamente los resultados obtenidos, constituyendo un paso de control de calidad indispensable en cualquier estudio de simulación.

La validación de la convergencia en estudios de flujo de carga es fundamental para garantizar la confiabilidad de los resultados en software de análisis de sistemas de potencia, como PowerFactory. La convergencia se alcanza cuando los residuos de potencia (desbalances entre potencia inyectada y calculada) se reducen por debajo de un umbral predefinido, indicando que el sistema de ecuaciones no lineales ha sido resuelto satisfactoriamente (Grainger & Stevenson, 1994). Este análisis evalúa tres escenarios con distintos niveles de generación FV, utilizando como métricas principales el número de iteraciones, el máximo desbalance residual de potencia activa (ΔP) y el porcentaje de error relativo a la potencia nominal.

En conjunto, este marco referencial valida la metodología propuesta, estableciendo que el modelado en PowerFactory, la definición estructurada de escenarios y la rigurosa verificación de convergencia son prácticas avaladas por la literatura especializada para obtener resultados confiables y técnicamente sólidos.

1.12 Argumentación sobre el Algoritmo Newton-Raphson en PowerFactory.

Fundamentos del Algoritmo y su Pertinencia:

El método Newton-Raphson es un algoritmo iterativo utilizado para resolver sistemas de ecuaciones no lineales, que es precisamente la naturaleza de las ecuaciones del flujo de carga en un sistema de potencia. Su aplicación se basa en la linealización del sistema alrededor de un punto de operación mediante el uso de la matriz Jacobiana.

Para el estudio de análisis de estado estacionario (flujo de carga), el algoritmo Newton-Raphson es la opción más robusta y precisa. Mientras que métodos más simples como Gauss-Seidel son más fáciles de implementar, sufren de una convergencia lenta y son poco confiables para sistemas grandes o mal condicionados. Como referencia (Grainger & Stevenson, 1994, p. 284) el método Newton-Raphson, debido a sus características de convergencia cuadrática, se ha convertido en el método de elección para la solución de problemas de flujo de potencia en sistemas de potencia de gran escala.

Es apropiado para casos de estudio o investigación donde involucra la inyección de generación distribuida FV en una red de subtransmisión, lo cual crea escenarios que pueden ser numéricamente desafiantes como:

- **Alta Relación R/X:** Las redes de subtransmisión y distribución suelen tener una relación resistencia-reactancia (R/X) más alta que las redes de transmisión. El método Newton-Raphson maneja eficientemente estas características, a diferencia de su variante "Desacoplada", que asume una relación R/X baja.
- **Evaluación Precisa de Flujos de Potencia Reactiva y Tensiones:** En análisis de caída de tensión y cargabilidad depende críticamente de un cálculo preciso del perfil de tensión y los flujos de potencia reactiva. El Newton-Raphson proporciona una excelente precisión en el cálculo de las variables de tensión (ángulo y magnitud) en cada barra.
- **Convergencia Confiable en Diferentes Escenarios:** Cuando modelas el escenario con máxima inyección FV (21.8 MW), podrías estar llevando la red a sus límites operativos (sobrevoltajes). El Newton-Raphson es conocido por su robustez y capacidad para converger incluso en condiciones de estrés del sistema, siempre que exista una solución física.

Según (Saadat, 2010, p. 156) plantea, que para los estudios de flujo de carga donde la precisión es primordial, como en la evaluación de la integración de generación renovable, el método Newton-Raphson completo sigue siendo el más fiable, ya que maneja de manera efectiva el acoplamiento entre las ecuaciones de potencia activa y reactiva.

1.13 Caso de estudio: efectos de la generación FV con potencia de 21.8 MW inyectada en línea MU700 de subtransmisión de 34.5 kV.

En contexto técnico: se mantiene la misma ubicación geográfica del PSFV Cárdenas 3 existente solamente se incrementa potencia FV, con el software PowerFactory se realiza una simulación aportando una potencia a la línea de subtransmisión hasta 21.8 MW y manteniendo las mismas

características técnicas de la red (ubicada a 4 km de la subestación 110/34.5 kV, en una línea radial de 40 km de longitud total y con un transformador de 25 MVA. Su operación genera efectos contrastantes como:

1. Aumento de Pérdidas en Línea: La inyección FV masiva de 21.8 MW genera flujos inversos hacia la subestación. En el tramo de (PSFV → SE), esto eleva la corriente (I), incrementando pérdidas por efecto Joule ($P_{\text{pérd}} = I^2 * R$) según (Gönen, 2014, p. 335; Navarro et al., 2023b, p. 12). Las Simulaciones en DIgSILENT PowerFactory muestran aumento de 409.5 kW representando 73% en pérdidas totales de la línea durante horario solar pico según se confirma por la referencia (Rebolledo et al., 2022, p. 28).

2. Disminución de Pérdidas y Carga en Transformador: Mecanismo de Alivio: El PSFV alimenta cargas locales situadas entre los 4-40 km, reduciendo el flujo de potencia a través del transformador 110/34.5 kV. Esto disminuye sus pérdidas en carga en cobre según se reafirma en la (IEEE C57.91-2011, Sec. 5.3).

Datos Clave:

- Pérdidas en transformador con una reducción del: 44.2 kW (con la FV) y el 52.9 kW (sin la FV) de la energía total.

- Cargabilidad máxima del: 52.1% (con la FV) al 60.3% (sin la FV) de la capacidad nominal. La generación FV da servicio a cargas locales.

3. Soluciones para Optimizar el Sistema:

- Mitigación de Pérdidas en Línea: Instalación de bancos de capacitores para compensar reactivos, reduciendo corrientes y pérdidas según el efecto Joule (Kern et al., 2020, p. 88).

- Gestión de Flujos: Reconfiguración topológica convertir la red radial en anillo cerrado para distribuir los flujos inversos según (Montero, 2021, p. 91).

- Ajuste de Transformador: Sustitución por unidad de 15 MVA con núcleo amorfo, reduciendo pérdidas en vacío, confirmado por (IEEE C57.91-2011; Navarro et al., 2023).

4. Criterios de Diseño Futuro: Para los PSFV con potencias instaladas mayor de 15 MW en líneas largas mayor de 30 km, la conexión debe ubicarse a menos del 10% de la longitud total desde la subestación o incluir almacenamiento local para evitar flujos inversos masivos según (Katiraei et al., 2019, p. 107).

1.14 Implicaciones Técnicas y Operativas sobre la cargabilidad en redes eléctricas.

La cargabilidad de una línea eléctrica se define como el porcentaje de su capacidad de transmisión que está siendo utilizada en un momento dado. Este indicador es crítico para evaluar la capacidad de la infraestructura existente y planificar refuerzos o ajustes operativos, especialmente ante la integración de fuentes de generación renovable no convencionales, como la energía FV.

La integración de FV en redes de subtransmisión de 34.5 kV modifica los perfiles de cargabilidad, introduciendo variaciones que dependen de la irradiación solar. Como señalan (Kundur, 1994) “destaca que la integración de generación renovable puede alterar los flujos de potencia y afectar la estabilidad de voltaje y frecuencia, especialmente en líneas con capacidad limitada” y (Wood & Wollenberg, 1996) “enfatan que la cargabilidad de las líneas debe evaluarse considerando escenarios de generación distribuida para evitar sobrecargas y garantizar la seguridad del suministro”, la planificación y operación de sistemas de potencia deben considerar la variabilidad y ubicación de las fuentes renovables para mantener la confiabilidad. En particular, la sobrecarga observada en el escenario límite puede comprometer la estabilidad del sistema, requiriendo estudios de flujos de potencia y posiblemente ajustes en la protección y control. También (Hauer & Mittelstadt, 1996) “analizan impactos de la integración a gran escala de FV, señalando que la sobrecarga en líneas de subtransmisión es un riesgo que requiere estrategias de mitigación, como el control activo de la generación”.

También (Jenkins, N., Ekanayake, J. B., & Strbac, G. 2010) expone que “La integración de generación distribuida requiere un enfoque multidisciplinario que considere no solo flujos de potencia, sino también estabilidad, calidad de energía y aspectos económicos.”.

(Bollen, M. H. J., & Hassan, F. (2011) plantea que “La capacidad de acogida de una red está limitada por restricciones térmicas, de voltaje y de protección, y debe evaluarse con herramientas probabilísticas.”. (Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J. 2012) plantea que “La capacidad térmica de una línea de transmisión es el límite fundamental para su operación segura. Exceder este valor compromete la integridad del equipo y la estabilidad del sistema.”

En la (Tabla 3.17) del capítulo 3 se puede observar el comportamiento de este indicador en diferentes indicadores estudiados.

1.15 Criterios de cargabilidad de transformadores en subestaciones de transmisión y su contexto cubano.

La operación segura y confiable de los transformadores de potencia en subestaciones de transmisión, como los de 110/34.5 kV con capacidad de 25 MVA comúnmente utilizados en Cuba, se rige por principios de cargabilidad bien establecidos en normas internacionales, cuya aplicación se adapta a las condiciones específicas de la red y el clima nacional. Tradicionalmente, el criterio fundamental ha sido el establecido por la norma (IEEE C57.91, 2011), el cual define que la carga nominal (100%) es el nivel de potencia que puede ser soportado continuamente, manteniendo la temperatura del punto caliente del devanado dentro de los límites que garantizan una vida útil normal del aislamiento de papel-aceite, generalmente estimada en 20 a 30 años (p. 15). Este principio clásico constituye el pilar del diseño y la operación inicial.

Sin embargo, la operación práctica en sistemas de potencia complejos, como el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) de Cuba, requiere la implementación de umbrales operativos preventivos. Autores como (Suárez y González, 2022) explican que, en el contexto cubano, se establecen zonas de alerta: una "zona de atención" (al 90% de la carga nominal) y una "zona de operación cómoda" (hasta el 70-80%) (p. 81). Estos umbrales, inferiores al límite normativo del 100%, responden a la necesidad de mantener un margen de reserva rotante para contingencias (N-1), compensar el efecto de las altas temperaturas ambientales tropicales que reducen la capacidad de disipación térmica y gestionar una flota de transformadores que en muchos casos ha superado su vida útil de proyecto. Este enfoque conservador se alinea con lo sugerido por la norma (IEC 60076-7, 2018), que enfatiza la dependencia de la capacidad de carga con la temperatura ambiente y el estado inicial del equipo.

El advenimiento de la generación distribuida, particularmente la FV, introduce una nueva variable que tensiona estos criterios clásicos. Como señalan (Morales y Rodríguez, 2021), la inyección masiva de FV puede reducir drásticamente la carga neta del transformador durante el día, alejándola de la "zona de atención" y generando un aparente beneficio por la liberación de capacidad (p. 15). No obstante, este fenómeno puede encubrir riesgos operativos. (Guerra y Pérez, 2019) advierten que los perfiles de carga resultantes, caracterizados por rampas bruscas durante el amanecer y el atardecer (el llamado "efecto de curva de pato"), inducen ciclos térmicos acelerados en los devanados, un mecanismo de estrés que no es prioritario en los modelos de envejecimiento de carga constante contemplados en las normas clásicas (p. 48).

Esta dualidad genera un intercambio de criterios entre el enfoque tradicional y el moderno. Mientras que el criterio clásico (IEEE C57.91, 2011) se centra en evitar el envejecimiento por exceso de temperatura en condiciones de carga sostenida alta, el criterio moderno debe incorporar la fatiga acumulativa por ciclado térmico, más relevante en escenarios de alta penetración de FV. Además, surge el criterio del flujo de potencia inverso. (Jiménez y López, 2023) explican que cuando la generación FV local supera la demanda, el transformador puede experimentar un flujo de potencia hacia la red de transmisión (110 kV), una condición para la que no todos los diseños están optimizados y que puede afectar la regulación de tensión y el ajuste de las protecciones (p. 38).

Por lo tanto, en el contexto cubano, la evaluación del impacto de la FV en la cargabilidad del transformador no puede limitarse a observar si se supera el 100% de carga. Se requiere un análisis integral que, tomando como base las normas IEC e IEEE, incorpore los criterios adaptativos de la operación nacional y evalúe:

1. La redistribución del tiempo de operación entre las zonas de carga (cómoda, atención y crítica).
2. La magnitud y frecuencia de las rampas de carga.
3. La posible aparición de flujos inversos.
4. La reevaluación de la vida útil remanente considerando ambos mecanismos de estrés: temperatura máxima y ciclado térmico (Pérez & Fernández, 2020).

En síntesis, la cargabilidad del transformador deja de ser un valor estático (el 100% nominal) para convertirse en un perfil dinámico y multidimensional influenciado por la FV. La integración segura de esta tecnología renovable depende de la capacidad de armonizar los criterios normativos clásicos con nuevos indicadores de estrés operativo, todo ello adaptado a las particularidades técnicas y climáticas de Cuba.

1.16. Conclusiones parciales del capítulo.

El análisis del marco teórico permitió establecer los fundamentos técnicos que sustentan esta investigación. En primer lugar, se reconoce que la integración de generación FV a gran escala en redes de subtransmisión, si bien promueve la eficiencia energética, altera los flujos de potencia unidireccionales para los cuales estas redes fueron diseñadas originalmente. Esto puede derivar efectos técnicos complejos y antagónicos, es decir puede producir resultados contradictorios aparentemente opuestos en diferentes aspectos del sistema eléctrico, también se interpreta que la integración puede generar beneficios como desafíos técnicos, nombrados como: la reducción de

pérdidas técnicas, la cargabilidad en líneas-transformador y la simultánea aparición de problemas de sobrevoltajes.

En segundo lugar, se identificó que, para cuantificar este impacto de manera precisa y confiable, es imperativo emplear herramientas de simulación computacional que permitan modelar el sistema de forma integral. El software "PVsyst" se consolida como el estándar para el modelado energético de sistemas FV, mientras que "DIgSILENT PowerFactory" es una herramienta especializada para el análisis de sistemas de potencia en estado estacionario, siendo el algoritmo "Newton-Raphson" el más adecuado por su robustez y precisión.

Finalmente, se determinó que la evaluación de la eficiencia energética debe ir más allá de un solo indicador, requiriendo un conjunto de métricas que se consideren: las pérdidas técnicas, el perfil de tensiones y la cargabilidad de los activos. En consecuencia, se hace evidente la necesidad de implementar una metodología de diagnóstico estructurada que, mediante un enfoque mixto y la simulación de escenarios comparativos, que permita obtener una evaluación integral y cuantitativa del impacto del PSFV Cárdenas 3. Esta necesidad metodológica constituye el punto de partida para el desarrollo del marco metodológico que se presenta en el siguiente capítulo.

Capítulo 2. Materiales y Métodos.

2.1 Introducción del capítulo.

El presente capítulo tiene como objetivo fundamental describir de manera detallada el diseño y la estructura metodológica que se empleará para alcanzar el objetivo general de esta investigación: evaluar el impacto en la eficiencia energética de la red de subtransmisión de 34.5 kV ante la inyección del Parque Solar FV Cárdenas 3. Para ello, se expondrá el diseño metodológico mixto que integra enfoques cualitativos y cuantitativos, se definirán las fases secuenciales que componen el proceso de investigación y se especificarán las técnicas, herramientas e indicadores que se utilizarán para la recolección y análisis de datos. La claridad y solidez de este marco metodológico son cruciales, ya que constituye la hoja de ruta que garantiza la obtención de resultados válidos, confiables y replicables, permitiendo responder al problema de investigación y contrastar la hipótesis planteada.

2.2 Enfoque metodológico general.

La presente investigación se enmarca en un enfoque metodológico mixto concurrente o anidado, según la terminología de (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018), el cual integra de manera sistemática procedimientos cualitativos y cuantitativos para lograr una comprensión integral y

robusta del problema de estudio. Este enfoque es el más adecuado ya que, como señalan (Creswell & Plano Clark, 2017), los métodos mixtos permiten capturar una imagen más completa de un fenómeno complejo, que los enfoques puros por sí solos no podrían alcanzar. En este caso, el objetivo de evaluar la eficiencia energética requiere tanto de la descripción y comprensión contextual de los componentes del sistema (cualitativo) como de la cuantificación y modelación precisa de su comportamiento (cuantitativo).

La estrategia metodológica se estructura en cuatro fases secuenciales (Caracterización del sistema, Definición de indicadores evaluadores, Modelado y Simulación, y Análisis de resultados), y se sustenta en los siguientes pilares:

1. Por la Naturaleza de los Datos:

- Enfoque Cualitativo: Se aplica en la Fase 1 (Caracterización del sistema). Este componente se centra en la recopilación, y análisis de datos no numéricos para describir y contextualizar el sistema de estudio (Bisquerra, 2009). Esto incluye: la descripción de las premisas de ubicación y la tecnología del PSFV Cárdenas 3; la recolección y análisis de especificaciones técnicas de la línea de subtransmisión, transformadores y cargas; y la definición de los escenarios de estudio que implica una comprensión cualitativa de los modos de operación de la red.
- Enfoque Cuantitativo: Se aplica de manera predominante en las Fases 2, 3 y 4. Este componente se basa en la medición numérica y el análisis estadístico para cuantificar relaciones entre variables (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018), en este caso, entre la inyección FV (variable independiente) y los indicadores de eficiencia (variables dependientes). Esto se realiza con el modelado y la simulación en software especializado (PVsyst y DigSILENT PowerFactory).

2. Por el Alcance Temporal: La investigación es de tipo transversal (o sincrónica), ya que el modelado y la simulación de la red eléctrica se realizan para representar su operación en un momento específico, bajo condiciones de generación y demanda predefinidas para cada escenario según (Kerlinger & Lee, 2002). No se analiza la evolución temporal de los datos.

3. Por el Grado de Manipulación de Variables: La investigación es no experimental y observacional. El investigador no altera ni manipula directamente las variables del sistema real, sino que observa y analiza su comportamiento con la construcción y experimentación con modelos computacionales (Gönen, 2014). Las variables independientes (inyección de potencia FV) y

dependientes (pérdidas, tensión, cargabilidad) se controlan y miden dentro del entorno de simulación. Es decir este enfoque es común en ingeniería eléctrica para estudiar sistemas de potencia donde la experimentación directa es inviable o peligrosa.

4. Por el Propósito o Nivel de profundidad:

- Investigación Aplicada: El propósito fundamental es resolver un problema práctico y específico, generando conocimiento útil para la toma de decisiones técnicas (Sánchez & Reyes, 2015), es decir evaluar el impacto técnico de un parque solar real en una red concreta. Los hallazgos están dirigidos a proporcionar conocimiento útil para la toma de decisiones.
- Investigación Descriptiva y Explicativa: Es descriptiva porque caracteriza el comportamiento del sistema mediante indicadores. Y es explicativa porque pretende establecer relaciones de causa-efecto, buscando explicar cómo y por qué la inyección FV impacta los diferentes indicadores de eficiencia energética según (Salkind, 1999).

5. Por la Estrategia de Investigación:

- Estudio de Caso: La investigación se centra en el análisis en profundidad de una unidad particular de estudio (Yin, 2018): el sistema compuesto por la red de subtransmisión de 34.5 kV y el PSFV Cárdenas 3. Los resultados, sí bien son específicos para este caso, permiten derivar una metodología general aplicable a casos similares.
- Modelado y Simulación: Esta es la estrategia central. Se emplea para crear una representación abstracta (modelo) del sistema real, que permite realizar experimentos virtuales (simulaciones) de manera controlada, eficiente y sin riesgo para la operación real de la red. La simulación por computadora es un método poderoso para imitar las operaciones de un sistema real a través de un modelo matemático, permitiendo analizar su desempeño bajo diferentes condiciones (Law, 2015).

En síntesis, la metodología adopta un diseño mixto del tipo secuencial exploratorio (Creswell & Plano Clark, 2017), donde la fase cualitativa inicial (caracterización del sistema) sienta las bases necesarias para el desarrollo de la fase cuantitativa posterior (modelado, simulación y análisis). La integración de ambos enfoques permite no solo obtener resultados numéricos, sino también interpretarlos dentro de un contexto técnico real, garantizando una evaluación integral y de alto rigor técnico-científico. En la (Fig. 2.1) se muestra el diagrama de flujo sobre la metodología propuesta para el análisis.

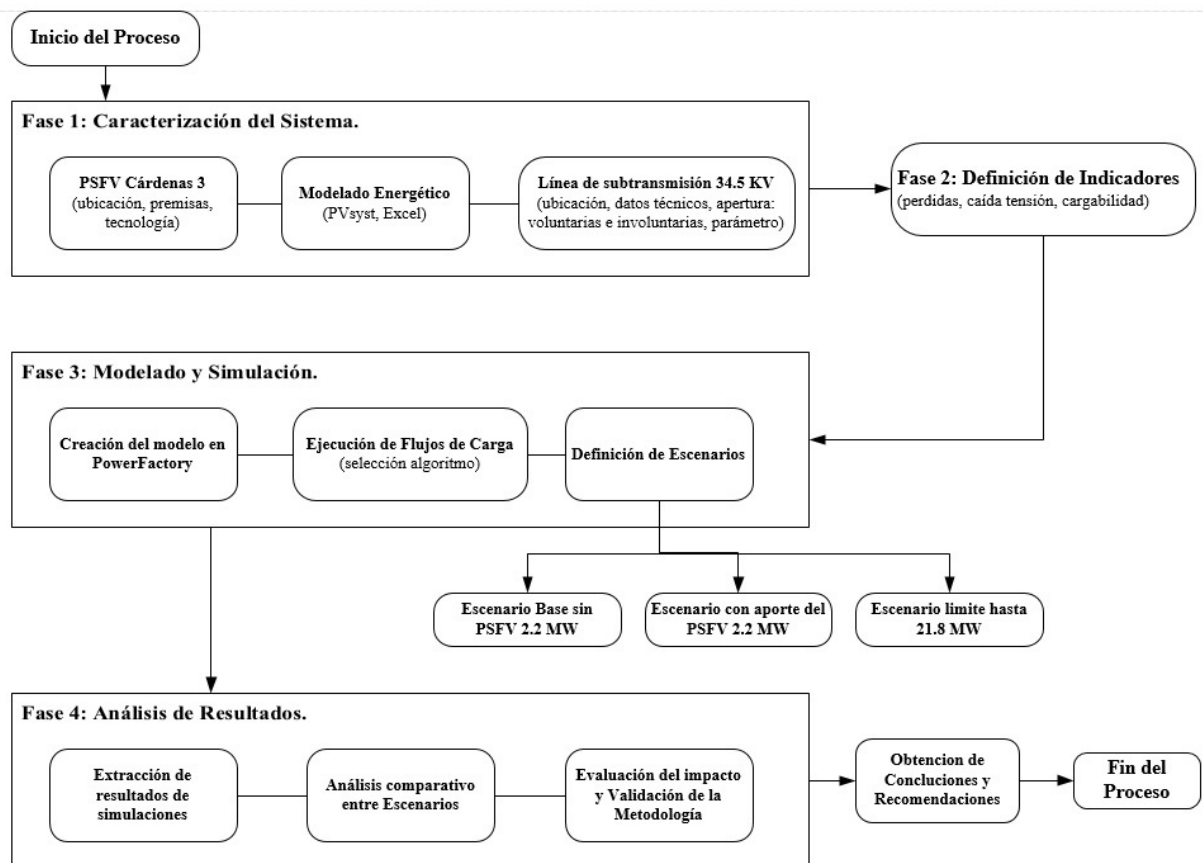


Figura 2.1 Diagrama de flujo sobre la metodología.

2.3. Fase 1: Caracterización del Sistema de Estudio.

El objetivo de esta fase será recopilar, organizar y modelar toda la información necesaria para construir una representación técnica y energética precisa tanto del parque solar FV como de la red existente, es decir los documentos del proyecto ejecutivo. Esta fase proporcionara los datos de entrada críticos para todas las simulaciones posteriores. Como afirma (Masters, 2013), "la precisión de cualquier modelo de simulación está directamente ligada a la calidad y exactitud de los datos de entrada" (p. 157). Los datos obtenidos se presentarán en el Capítulo 3 (epígrafe 3.2.1).

2.3.1. Caracterización del Parque Solar Fotovoltaico (PSFV) Cárdenas 3.

Para caracterizar el PSFV, se recopilará información detallada como: definición y función, ubicación, premisas sobre la ubicación, recurso solar registrado, esquemas de los sistemas FV, las fichas técnicas de los componentes principales, incluyendo potencia de paneles, eficiencia de inversores y configuración del sistema. Estos datos van a aportar la información necesaria para mostrar el funcionamiento del PSFV de Cárdenas 3.

Definición y Función:

El PSFV Cárdenas 3 es una instalación de generación eléctrica a gran escala que convierte radiación solar directa en energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos (FV). Su función principal es inyectar la energía renovable directamente a la red eléctrica de media o alta tensión, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética y reducción de emisiones de CO₂ (Batzelis & Pal, 2020, p. 7; IEA-PVPS, 2023, p. 15), en la (Fig. 2.2) se puede observar una imagen del campo solar FV y en la (Fig. 3.1) del capítulo 3, se muestra una imagen de la ubicación geográfica del Cárdenas 3.



Figura 2.2 Parque Solar Fotovoltaico Cárdenas 3.

Ubicación:

El generador fotovoltaico (GFV) Cárdenas 3, se encuentra ubicado en la provincia de Matanzas, municipio de Cárdenas, en el kilómetro 1 de la circunvalación ocupando un área total de 39200m² y un área efectiva de 12849.4m². Fue sincronizado al sistema electro energético nacional (SEN) el 17 de julio del año 2018, con las coordenadas: Altitud 10 m, Latitud 23⁰, Longitud: -81.4⁰, una inclinación de las mesas acimutal ($\alpha=0$), mantienen una ubicación hacia el norte (la parte más alta), y según la tecnología seleccionada las mesas o estructuras mantienen un ángulo fijo con una elevación o altitud de inclinación de la superficie de ($\beta=15^0$). En la (Fig. 3.1) del capítulo 3, se puede observar la ubicación geográfica del PSFV Cárdenas 3 en la zona cercana a la entrada del poblado de Cárdenas en la provincia de Matanzas.

Premisas que se tuvieron en cuenta para su ubicación:

- Conectar próximo a la demanda eléctrica o demanda local o en subestaciones eléctricas.
- Elegir terrenos que estén en desuso, nunca utilizar tierras destinadas a la agricultura y otro fin.
- Instalación en terrenos relativamente llanos y alejados de edificaciones.
- Mantener preferentemente una separación mínima entre emplazamientos de 8 KM. No se conoce una distancia mínima universal entre parques, existen criterios técnicos para evitar

sombreados, interferencias electromagnéticas y saturación de infraestructura eléctrica. En Cuba, por ejemplo, se calcula la distancia entre filas y subconjuntos de parques solares en función de la latitud, inclinación de los módulos y hora solar del solsticio de invierno, para evitar pérdidas por sombra (Gutiérrez Urdaneta et al., 2021). Además, en algunos países se exige una distancia mínima entre parques conectados a la red para evitar que se consideren una sola instalación a efectos regulatorios (Solarweb, 2019).

- Las potencias unitarias máximas no deben sobrepasar los 10 MW con el objetivo de disminuir la variabilidad en el sistema eléctrico en la ubicación entre parques solares FV, es una restricción técnica, normativa o de planificación eléctrica que su objetivo es reducir el impacto de la generación solar intermitente sobre la estabilidad de la red. (Rodríguez et al., 2011, y Unión Eléctrica de Cuba, 2003).
- Los parques deben ser conectados siempre que sea posible a las redes de 34.5 kV, por tener menor desbalance entre sus fases, con lo que evita la salida de operación de los mismos. (Unión Eléctrica de Cuba, 2003).
- Para la interconexión de los PSFV con la red eléctrica es necesario que la distancia al punto de conexión no supere los 2.5 Km. (Unión Eléctrica de Cuba, 2003)

Recurso Solar:

La insolación o irradiación solar: es la cantidad de energía solar que llega a la superficie terrestre por unidad de área, se expresa en (kWh/m²). Se obtienen los valores de insolación mediante instrumentos como el piranómetro. La insolación diaria se calcula integrando la irradiancia solar a lo largo del día. La radiación solar incidente es un factor crucial en la generación de energía. Comparar la energía generada con la radiación solar recibida ayuda a evaluar la eficiencia del sistema, demostrando la correcta ubicación y condiciones atmosféricas reflejadas en el PSFV. En las (Tabla 3.2 y 3.3) ubicadas en el capítulo 3, se muestran los valores del flujo de irradiación solar acumulados en un día típico y en la totalidad del mes, caracterizan la calidad de la irradiación solar promedio registrada por los equipos en Cuba que rondan sobre los 5 kWh/m² en el día, por lo que al año se tiene por cada (m²) de superficie 1825 kWh/m², con una variabilidad aproximada de ±10% a lo largo y ancho de la isla, y con poca diferencia relativa durante el año, aspecto muy positivo, a diferencia de otras latitudes mayores. Y por supuesto algo menor en los meses llamados de invierno, esto se puede visualizar en el (Anexo 24). También es representativo los valores acumulados anual son un factor que influyen decisivamente en el costo de la inversión que en

correspondencia del lugar y la época fluctúa entre los 750 kWh/m² año y 2600 kWh/m² año para la mayoría de los casos. En Cuba este valor está alrededor de los 1900 kWh/m², en el parque FV de Cárdenas 3 se registran valores que oscilan por encima de los 2000 kWh/m² al año se puede observar en la (Tabla 3.3) del capítulo 3. Estos datos altos de insolación solar registrados confirman la baja influencia de factores externos al PSFV como: efectos de la estacionalidad de la radiación solar, impactos de las condiciones meteorológicas y efectos del sombreado al emplazamiento. También de una adecuada orientación e inclinación óptima en el diseño, estos datos respaldan la ubicación del PSFV Cárdenas 3 como correcta, se evidencia en (Hernández, P. M. 2021, Primer diplomado sobre FV, 2003; Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz. 2023b; Duffie y Beckman, 1996; Bériz y Álvarez, 2004, Días Santos, 2017, Diaz Santos, Santos Fuentefria, Castro Fernández, et Vilaragut Llanes, 2023; Stolik Novygrad, D. 2019). Las (Tablas 3.2 y 3.3) describen el comportamiento del flujo solar captados por la unidad ambiental instalada en el Cárdenas 3, en la columna nombrada como "PVsyst" muestra los valores dimensionados por el software especializado (PVsyst), en la columna nombrada como "Estimada" se muestran los valores obtenidos en tabla (Excel) que es una hoja de cálculos rápidos y las columnas restantes nombradas con los números de años muestran los valores registrados por el PSFV en los periodos en estudio.

Descripción técnica del emplazamiento FV:

En la (Tabla 3.1) del epígrafe 3.2.1 del capítulo 3 se puede ver un resumen de todos los elementos instalados en el PSFV. El emplazamiento tiene una capacidad de 2,2 MWp con una capacidad instalada de 2,376 MWp en módulos solares FV para cumplir con el coeficiente de 1.25 de sobredimensionamiento; conectado a una línea de 34.5 kV mediante el desconectivo CD351 que la conecta eléctricamente a una sección de la línea de subtransmisión servida a 34,5 kV del interruptor totalizador 700. Aproximadamente a una distancia de 4,2 km de la subestación de Cárdenas 110 kV. En el (Anexo 27) se muestra una tabla con la descripción técnica de los parámetros principales del PSFV y en el (Anexo 29) se muestran las descripciones técnicas del campo FV. Además, se enumeran algunas de sus características fundamentales y en el (Anexo 5) se muestran los esquemas y monolíneales del PSFV:

- La potencia FV del parque 2200 kWp para cumplir con el 1.2 MWp/MW de sobredimensionamiento establecido, se instaló un total de 8800 en módulos solares de una potencia de 270 Wp cada uno de la firma DSM-270 Numen Solar lo que alcanza una potencia pico de 2376 kWp. Los módulos solares fueron producidos en la Empresa de Componentes

Ernesto Che Guevara en la provincia de Pinar del Río ver (Anexo 1), se muestran los datos de chapa de un módulo FV.

- Los módulos FV están orientados Norte-Sur, justificando la razón que Cuba se encuentra ubicada en el hemisferio norte. Los paneles mantienen una inclinación de 15°. Para Cuba la inclinación ideal sería de 23° coincidiendo con la latitud geográfica, pero se toma el ángulo de inclinación de 15° para lograr una separación óptima entre las filas de estructuras de soportes y optimizar el área, además de ser una inclinación apropiada para compensar las incidencias de los vientos (efecto ola) y teniendo en cuenta que la radiación promedio en Cuba supera los 1000 W/m², esta variante técnica no causaría pérdidas en la generación significativas.
- Posee 400 mesas de soporte de paneles coincidiendo con la cantidad de string de uno por mesa ver (Anexo 2).
- Cuenta con 4 inversores de la compañía Sungrow ver (Anexo 3) con una potencia total nominal de 2000 kW, cada uno pose 500 kW, distribuidos en dos contenedores tecnológicos. En la (Fig. 3.2) se muestra un croquis sobre la tecnología en los string-inversores instalados en el PSFV Cárdenas 3.
- Existen 3 contenedores de media tensión: Casa de Control, Contenedor Tecnológico #2 y Contenedor Tecnológico #1.
- Posee dos Transformadores de fuerza sumergidos en aceite, trifásicos, con una potencia de 1000 kVA cada uno, y una tensión nominal de 34,5/0,315 kV, conexión: estrella aterrada / doble delta.
- Las cajas o paneles concentradoras de corriente directa son de la compañía Sungrow con 16 entradas para un total de 28, siendo 7 por inversor. Alcanzando cada uno un aproximado de (Vmp 700 V e Imp 128 A).
- Los string están compuesto por 22 paneles solares ver (Anexo 4) coincidiendo con la estructura soporte. Alcanzando un aproximado de (Vmp 700 V e Imp 8 A).
- Cada inversor cuenta con 100 string equivalente a 2200 paneles solares, entrando a cada uno (Vmp 700 V e Imp 800 A).
- Posee una Unidad Ambiental SolarInfo EM V21 SUNGROW, equipada para medir: radiación (piranómetro), Temperatura Ambiente, Temperatura panel, velocidad y dirección del viento.

Funcionamiento del campo FV Cárdenas 3.

El Parque Solar FV no constituye una fuente de retroalimentación al SEN, es decir cuando ocurra la desenergización de la línea alimentadora (MU700) por cualquier situación voluntaria o

involuntaria (avería) ya que los inversores son del tipo “red dependiente” y al no tener referencia de tensión del SEN, se desconectarían del SEN no inyectarían más energía al sistema.

Los inversores sincronizan de forma automática una vez que se retome la referencia de tensión del SEN más la tensión de corriente directa proveniente del generador FV. La conexión se realiza con un retardo de tiempo que es programado entre (1 a 5 minutos) para esperar la estabilización de la tensión del SEN.

Cuando se produce una avería en el inversor o en la alimentación de corriente directa, se desconecta de forma automática dejando de aportar la energía FV sincronizada en el momento de la falla. El interruptor que se acciona es el de sincronización (K1) correspondiente al inversor implicado, según aparece en el monolíneal de la instalación ver (Anexo 5).

El factor de potencia del parque es unitario, según ha sido programado, para lograr los mayores aportes de potencia activa al SEN.

El PSFV cuenta con un sistema automático de supervisión y control (SCADA) en la PC Industrial ADVANTECH IPC-610-L WINDOWS 7, que permite supervisar el estado de todos los interruptores de media tensión, acciones de mando sobre interruptores, las variables de entrada y salida de la instalación, funcionamiento de todos los string. El sistema automático cuenta con alarmas sonoras y lumínicas que se activan en caso de averías. Posee un banco de 16 baterías de respaldo (NP 24-12 12V 24Ah YUASA) en caso de falla de la alimentación de 220 V de CA, con su UPS YD/T1095-2000.

En los dos contenedores tecnológicos y en el contenedor casa de control existen alarmas de detección de humo que actúan sobre los ruptofusibles y/o el interruptor de las celdas de media tensión V y F, según corresponda, por lo que está prohibido fumar dentro de los locales de los contenedores, incluyendo el baño.

El PSFV entregará energía durante el período diurno en una magnitud proporcional a la radiación solar incidente, no generando en el horario de la noche.

Se supervisa el funcionamiento de la instalación por vía remota a través de sistemas de comunicaciones convencionales, previéndose intervenciones planificadas de un personal mínimo para su operación y otros para mantenimientos o reparaciones.

El emplazamiento posee tres vías de comunicación con el Despacho Provincial de Carga en la Empresa Eléctrica Matanzas, ellas son:

- Teléfono celular.

- Teléfono extensión IP.
- FM Cumbre.

La selección de los componentes de un sistema FV, particularmente los módulos e inversores, determina no solo su potencial de generación, sino también su capacidad para interactuar con la red de manera estable y eficiente según (Villalva, 2016, p. 45).

2.3.2. Análisis de Confiabilidad Operativa: aperturas Voluntarias e Involuntarias.

Los parques solares FV bajo la operación continua y fiables de estos complejos sistemas están sujetos a múltiples desafíos técnicos y ambientales. Uno de los aspectos más sensibles, y a menudo subestimado, es la gestión de las aperturas de los equipos principales, ya sean realizadas de forma voluntarias (intervención planificada donde se accede deliberadamente a equipos críticos con fines de mantenimientos preventivo, inspecciones programadas, mejoras o actualizaciones no responden a fallos) o aperturas involuntarias (accesos no programados a componentes del parque, desencadenados por eventos imprevistos como averías internas, implican una interrupción forzosa de la operación y requieren diagnóstico y reparación urgente).

Precisamente en el análisis detallado de las aperturas y sus causas subyacentes (averías) en los registros de operación o reportes al centro de control de la empresa eléctrica del PSFV Cárdenas 3 en el periodo comprendido entre los años 2018 y el 2024, se revelará como una herramienta indispensable para evaluar su fiabilidad, eficiencia en mantenimientos y rentabilidad. En las tablas mostradas en los (Anexos 25, 26 y 35) tratan sobre las cantidades en averías en el PSFV Cárdenas 3 desde el año 2018 hasta el 2024 y los elementos más fallados contra los porcentajes incidente en las averías, también describe todas las aperturas ocurridas en el parque solar durante su puesta en marcha y apoyado a esta información de los anexos se construirá la tabla resumen anual de averías sobre el Cárdenas 3 visualizándose en la (Tabla 3.14), donde reflejaría la estadística operacional anual del campo solar siendo capaz de evaluar por cada año el valor obtenido de las averías, y con esos datos anuales registrados se construirá un gráfico para tener mejor definición visual ver (Fig. 3.11) del capítulo 3. También, en la (Tabla 3.15), se visualizaría las averías con mayor valor de repetitividad y sus causas relacionadas.

Con los eventos mostrados en la tabla sobre las aperturas del PSFV en el (Anexo 35) se realizará un análisis de clasificación determinando: las aperturas voluntarias con resultados de 8 eventos y las aperturas involuntarias con resultados de 10 eventos. Esto permitirá realizar una evaluación

cuantitativa inicial de la confiabilidad operativa del PSFV Cárdenas 3. Esta distribución específica ofrece información crítica sobre el desempeño del activo y sus implicaciones para la red:

1. **Evaluación del Balance Operativo:** La relación cercana entre aperturas voluntarias (8) e involuntarias (10) sugiere que, si bien existe un programa de mantenimiento planificado (evidenciado por las aperturas voluntarias), las fallas no planificadas aún representan un desafío significativo. Como señala (Brown, 2009), "un indicador de madurez en la operación de un activo de generación es una proporción donde las aperturas planificadas superen ampliamente a las no planificadas" (p. 157). En este caso, la casi paridad indica un margen de mejora en la confiabilidad.
2. **Análisis de la Confiabilidad y Predictibilidad:** Las aperturas involuntarias (10 eventos) son el indicador más crítico de la confiabilidad. Estas fallas, que incluyen eventos como malfuncionamiento de inversores, disparos de protección o daños en los módulos, introducen imprevisibilidad en la operación del sistema eléctrico. Cada evento de este tipo representa una pérdida instantánea de generación que la red debe compensar con otras fuentes, pudiendo afectar la estabilidad si la potencia desconectada es significativa. Según la norma IEEE 1366, este tipo de eventos son los que directamente impactan los índices de confiabilidad para los consumidores (IEEE, 2012).
Por otro lado, las aperturas voluntarias (8 eventos), al ser planificadas (para mantenimiento preventivo, limpieza, etc.), son predecibles. Esto permite al operador del sistema programar la indisponibilidad del parque y asegurar que otros recursos de generación estén disponibles para cubrir la demanda, minimizando así el impacto en la seguridad del sistema (Shahidehpour, Yamin & Fu, 2019).
3. **Implicaciones para la Estabilidad de la Red:** Desde la perspectiva de la red de subtransmisión, la frecuencia de aperturas involuntarias (10 eventos en el período analizado) representa un riesgo de variabilidad brusca en la inyección de potencia. Mientras que las simulaciones de flujo de carga analizan el estado estacionario, estos datos históricos revelan que la contribución del PSFV Cárdenas 3 puede interrumpirse de manera súbita en múltiples ocasiones. Esto refuerza la necesidad de que los estudios de integración FV no solo consideren el escenario de generación nominal, sino también la estabilidad transitoria y la capacidad de la red para absorber la pérdida de este recurso de generación de forma inesperada (Kundur, 1994).

Según (Pérez-Arriaga, 2014, p. 88) afirma que “La verdadera integración de recursos renovables variables no reside únicamente en manejar su variabilidad natural, sino también en gestionar su riesgo de indisponibilidad forzada. Los datos históricos de fallas son, por tanto, esenciales para una evaluación de riesgo completa”.

Con el empleo del análisis porcentual permitirá determinar los cambios relativos entre valores consecutivos mediante la (Ecuación 2.1) describiendo: dirección (aumento o reducción), magnitud relativa del cambio y las tendencias no lineales. Empleada en la información mostrada sobre la estadística de las averías en el Cárdenas 3, de esto se obtuvieron conclusiones que responden a las aperturas involuntarias del PSFV.

Según la referencia consultada (Makridakis et al., 1998), que “fundamenta el uso de variaciones porcentuales como herramienta para identificar patrones en series temporales (cap. 4)”, y en (Fernández et al., 2019) “demuestra que el análisis porcentual debe complementarse con datos absolutos para evitar interpretaciones erróneas en mantenimiento FV (p. 118)”.

$$\Delta\% = [(\text{año}(x) - \text{año}(x-1)) / \text{año}(x-1)] * 100 \text{ (ecuación 2.1)}$$

Donde:

año (x) = valor del presente año

año (x-1) = valor del año anterior

2.3.3. Dimensionamiento y modelado energético en el software PVsyst.

Para desarrollar un análisis técnico del comportamiento vinculado a los parámetros de rendimiento del PSFV se empleará el software especializado PVsyst (Versión 7.4), que conceptualmente se caracteriza como: especializado en el diseño, simulación y análisis de sistemas solares FV, ampliamente utilizado para evaluar la producción energética, pérdidas, rendimiento y viabilidad económica de instalaciones solares, tanto conectadas a la red como aisladas. Además, permite modelar condiciones reales como sombras, orientación, temperatura y radiación solar, lo que lo convierte en una herramienta clave para ingenieros, investigadores y diseñadores solares. Ver (Fig. 2.3) se muestra la portada del informe del software PVsyst. En el capítulo 3 epígrafe 3.2.3. se mostrarán los resultados de la modelación: análisis de los resultados en el dimensionamiento y análisis de pérdidas.



Figura 2.3. Portada del informe que muestra el software.

Descripción de la simulación del PSFV en el PVsyst:

1. Crear un nuevo proyecto:

- Se accionará el software PVsyst y se seleccionará “Project Design”.
- Se definirá un nombre, ubicación y tipo de sistema: grid-connected, standalone, etc.
- Se seleccionará el país y localidad (si no se encuentran los valores en la base de datos del software del sitio en estudio, se puede importar datos meteorológicos tipo METEONORM o NASA-SSE). En los (Anexos 14, 15 y 37), se pueden observar los detalles de los pasos antes mencionados para completar los datos de inicio en el software PVsyst.

2. Definir el sitio y el recurso solar:

- Se ingresará la radiación global, temperatura y otros datos climáticos.
- Se podrá importar archivos climáticos o usar una estación meteorológica específica si se tienen datos locales.

Para la ejecución del estudio se tomarán los valores como la base de datos registrados y medidos en “Varadero”, que es el sitio más cercano al lugar en estudio. Se podrán ver los valores de los parámetros principales registrados que se utilizarán en la simulación del proyecto: ver (Anexo 15 y 37).

- Permitirá visualizar las curvas de irradiancia y temperatura del sitio para entender el potencial solar. En la (Fig. 2.4) se muestra el comportamiento en la curva de los valores medidos de energía solar.

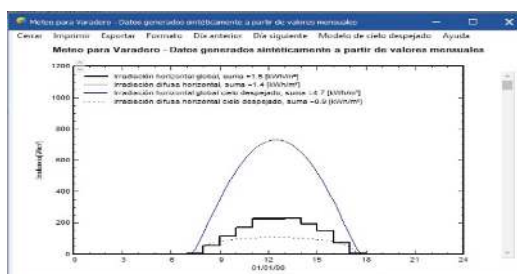


Figura 2.4. Datos del sitio meteorológico de Varadero.

3. Configurar la orientación de los módulos:

- Se especificará si el sistema es “fijo” o con “seguimiento solar (1 eje o 2 ejes).
- Se definirá la inclinación y azimut de los módulos con base en la latitud del sitio y la maximización de la captación solar.

En el (Anexo 16), se puede apreciar las configuraciones técnicas del parque solar FV que se emplearon en la simulación con un ángulo de inclinación fijo de (15⁰) y un ángulo acimutal de (0⁰). La tecnología utilizada en el parque solar mantiene un sistema de seguimiento fijo.

4. Selección del módulo FV y del inversor:

- Se elegirán los paneles solares desde la base de datos (marca, tecnología, potencia, eficiencia).
- Se seleccionará el inversor compatible y se configurará la relación de potencia (oversizing).
- El software PVsyst validará si la combinación si está dentro de los rangos operativos eléctricos. Esto se podrá evidenciar en el (Anexo 17), como se va configurando el parque solar FV Cárdenas.

5. Configurar la topología eléctrica del sistema:

- Se definirá el número de string, módulos por string, y números de inversores.
- Se ajustarán las configuraciones del cableado, pérdidas por resistencia, caída de tensión y protecciones. Esto se evidencia en el (Anexo 17).

6. Analizar sombras y pérdidas:

- Existe la variante de usar la herramienta “Near Shadings” si hay obstáculos físicos (edificios, árboles, estructuras).
- El software PVSyst permitirá importar archivos tipo CAD o dibujar directamente en 3D.
- Permitirá estimar las pérdidas por sombra y el efecto albedo (este paso no se empleó en el diseño para la simulación del parque solar Cárdenas 3, no fue necesario).

7. Ingresar parámetros de pérdidas térmicas y misceláneas:

- Se configurarán las condiciones de ventilación, tipo de montaje (techo, estructura abierta).
- Se ajustarán las pérdidas misceláneas: suciedad, desajustes entre módulos, reflejos, etc.

Para esta configuración de pérdidas, se muestran valores como ver en el (Anexo 18).

8. Ejecutar la simulación:

- Se ejecutará la simulación anual.
- El software PVsyst generará un diagrama de pérdidas, energía neta, parámetro de rendimiento específico anual (Yf), Performance Ratio parámetro de rendimiento (PR) y ahorro de emisiones.

9. Analizar resultados e informes:

- Permitirá examinar los gráficos mensuales/anuales de producción, temperatura, irradiancia y pérdidas.

- Guardará los informes en formato de (PDF) con tablas y diagramas técnicos. Se podrá exportar los datos para informes de tesis, proyectos o licitaciones.

En los resultados finales de la simulación se obtendrá:

- La producción energética mensual y anual.

- La evaluación de pérdidas y eficiencia ver (Anexo 19).

- El análisis económico (opcional).

- La estimación de emisiones evitadas.

- El informe técnico detallado para presentación o validación ver (Anexo 37).

Descripción de los parámetros de diagnósticos principales registrados en el PSFV.

En el análisis siguiente se relacionarán los elementos de diagnósticos que se tuvieron en cuenta para describir energéticamente el estado operacional del campo solar FV Cárdenas 3, para esto se intencionó realizando un análisis de los parámetros técnicos principales siguientes: indicador de rendimiento Performance Ratio (PR), indicador de Rendimiento Anual (Yield), Radiación o Insolación solar, la Energía Generada (EG) por el campo solar FV, la Temperatura ambiente (Ta) en el emplazamiento y la Temperatura de los paneles (Tp). En las (Tablas 3.4 y 3.5) mostradas en el capítulo 3 visualizarán los resultados de los indicadores principales del PSFV en un periodo del 2018 hasta el 2024 y se visualizará una tabla matriz comparando el comportamiento de los indicadores en 3 escenarios diferentes (datos fabricante, datos modelados y datos reales). Estos se describen como:

Indicador de rendimiento Performance Ratio (PR): es una medida de la eficiencia operativa de un sistema FV. Indica cuánto de la energía solar capturada por los paneles se convierte en energía eléctrica útil, captura el efecto general de las pérdidas en el SFV, relaciona factores como: degradación de los módulos, temperatura, suciedad, pérdidas del inversor, pérdidas del transformador, y tiempos de salida del sistema y de la red. Se expresa en porcentaje. Cuanto mayor sea el valor del PR, mayor será la eficiencia y menor los valores de pérdidas de la planta. Se consideran los valores típicos entre (75% y 85%) o sea (0.75 y 0.85). Para los sistemas de paneles bifaciales este valor podría alcanzar valores mayores alrededor del 90%, su forma de cálculo (Ecuación 2.2). Esto se referencia en, (Unión Eléctrica de Cuba, 2003; Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz. 2023a).

Se determina como:

$$PR = \frac{E_{ac} * I_{stc}}{I_{rr} * P} \quad \text{o} \quad PR = \eta_{pmp} * \eta_{inv} * \eta_g \text{ (ecuación 2.2)}$$

E_{ac} - Energía acumulada (alimentación) (kWh).

I_{stc} - Irradiancia en (Standart Test Conditions) condiciones de laboratorio, (1000 W/m²).

I_{rr} - Irradiación solar acumulada en plano inclinado (kWh/m²).

P - capacidad instalada en DC (kWp).

η_{pmp} - eficiencia en el punto máxima eficiencia del arreglo FV, por operar en condiciones fuera del rango de las condiciones estándar (STC).

η_{inv} - eficiencia del inversor de conexión a red.

η_g - eficiencia general del sistema, incluye las pérdidas asociadas fundamentalmente a: caída de tensión en los cables, tolerancia y dispersión de los valores entre módulos y dispersión angular espectral.

Para el análisis del parámetro de rendimiento PR se agruparán los registros, realizándose una comparación entre el dimensionamiento con el software especializado PVsyst, la hoja de cálculo (Excel) implementada para obtener resultados rápidos y los valores obtenidos según los registros de los instrumentos de medición en los periodos del 2018 hasta el 2024. En la (Tabla 3.4) del epígrafe 3.2.2 del capítulo 3, se muestra el comportamiento de lo antes expuesto.

Indicador de Rendimiento anual (Yield): Es la cantidad total de energía eléctrica producida por el sistema FV durante un período específico generalmente un año, permite evaluar la capacidad de producción de energía del parque solar a lo largo del tiempo, además ofrece la posibilidad de conocer la cantidad de horas que podría generar suponiendo que estos estuvieran generando con la potencia pico. Te dice cuánta energía genera la planta por cada (kWp) de potencia instalada. Cuanto mayor sea el valor del Yield, mejor, ya que significa que la planta está convirtiendo más energía solar en electricidad. Es útil para comparar la generación eléctrica de diferentes plantas o diferentes subcampos dentro de la misma planta. Este valor depende directamente de la irradiación solar (kWh/m²), por lo tanto, no es un valor cualitativo, se expresa en horas, su forma de cálculo se muestra en la (Ecuación 2.3). Esto se referencia en (Unión Eléctrica de Cuba, 2003, Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz. 2023a). En la (Tabla 3.4) del epígrafe 3.2.2 del capítulo 3, se muestra el comportamiento del parámetro de rendimiento Yield en el dimensionado del software PVsyst, en la base de datos en tabla Excel, y también se muestran los registros reales del parque en el periodo del 2019 al 2024.

Forma de cálculo:

$$Yield = \frac{E_{ac}}{P} \text{ (horas)} \text{ (ecuación 2.3)}$$

Eac- Energía acumulada (alimentación) (kWh).

P- capacidad instalada en DC (kWp).

La insolación o radiación solar: es la cantidad de energía solar que llega a la superficie terrestre por unidad de área, se mide en (kWh/m²). Se registra mediante instrumentos como el piranómetro. La insolación diaria se calcula integrando la irradiancia solar a lo largo del día (tiempo). La radiación solar incidente es un factor crucial en la generación de energía, comparar la energía generada con la radiación solar recibida ayuda a evaluar la eficiencia del sistema, demostrando de la correcta ubicación y condiciones atmosféricas reflejadas en el PSFV. En la (Tabla. 3.4) del epígrafe 3.2.2 del capítulo 3, se describen los valores del flujo de radiación solar acumulados en el mes, promediados y totalizados en el año, estos caracterizan la calidad de la radiación solar promedio registrada por los equipos registradores en Cuba que rondan sobre los 5 kWh/m² en un día típico, por lo que al año se tienen valores promedio por cada (m²) de superficie 1825 kWh/m², con una variabilidad aproximada de ±10% a lo largo y ancho de la isla, y con poca diferencia relativa durante el año, aspecto muy positivo, a diferencia de otras latitudes mayores. Y por supuesto algo menor en los meses llamados de invierno, esto se puede visualizar en el (Anexo 24). En el capítulo 1 epígrafe 1.6.4, se argumenta de los valores de insolación registrados en Cuba.

La Energía Generada (EG) por el PSFV: Va a ser la cantidad total de energía eléctrica producida por el sistema solar FV durante un período específico, por tanto, es el resultado final de la conversión de la energía solar. Este valor de energía se utilizará para calcular el PR, Yield y evaluará la capacidad del parque solar. Se obtiene sumando la energía generada día a día, se describe en, se muestra la forma de calcular en las (Ecuaciones 2.4 y 2.5) (Roca L. Vaillant y Suarez R. Diaz, 2023a, b, c). En la (Tabla. 3.4) del epígrafe 3.2.2 del capítulo 3 se muestra el comportamiento de la energía generada.

Se puede determinar la energía pronosticada a ser generada como se muestra:

$$EG = \sum_n^i [E_{diaria}(i)] \text{ para } i=1 \text{ hasta } n. \text{ (ecuación 2.4)}$$

$$EG = P_{fv} * G_{dm}(\alpha, \beta) * PR \text{ (ecuación 2.5)}$$

P_{fv}- potencia FV (kWp).

G_{dm}- radiación solar (ángulo elevación solar o altitud y ángulo inclinación de la superficie).

PR- performance ratio.

Temperatura ambiente y Temperatura paneles: La Temperatura ambiente es la temperatura del aire que rodea al sistema FV, medida a la sombra y a una altura estándar (generalmente 1.5 m del suelo). Este valor es importante porque influye directamente en la temperatura operativa de los módulos solares, pero no es la temperatura que experimentan los paneles. El valor típico en climas cálidos es entre: 25–40 °C. La temperatura ambiente óptima para el funcionamiento de los paneles solares es de 25 °C, que es también la referencia en condiciones STC según (Sotysolar, 2022). La Temperatura del panel o temperatura operativa es la temperatura real que alcanza la superficie del módulo FV bajo la radiación solar directa. Esta temperatura es mucho más alta que la ambiente, debido a:

- La absorción de radiación solar no convertida en electricidad.
- La resistencia interna del módulo (efecto Joule).
- La falta de ventilación o convección.

Los paneles pueden alcanzar temperaturas entre 65 °C y 85 °C en días soleados, lo que reduce su eficiencia entre un 10% y 20% según (SunFields, 2025). En la (Tabla. 3.4) del epígrafe 3.2.2 del capítulo 3 se muestran los valores de temperatura registrados.

Valores de pérdidas representativas según el diagrama:

Según el (Anexo 19) se muestra el informe de simulación del proyecto Cárdenas 3 realizado en el software PVSyst, el diagrama de pérdidas muestra la evolución de la energía desde la irradiación incidente hasta la energía inyectada a la red, destacando pérdidas ópticas (antes de la conversión eléctrica) y pérdidas eléctricas del sistema (durante la conversión y transporte). Los valores indican una eficiencia global del sistema alrededor del 84.85%, es decir según se puede observar en el (Anexo 19) del diagrama de pérdidas, se comienza el proceso de continuidad de la energía con 4667 MWh y termina con una energía de 3960 MWh. En el epígrafe 2.3.3 del capítulo 3 se describe cuantitativamente los detalles del diagrama de pérdidas mostrada en el (Anexo 19).

2.3.4. Descripción y Estimación de los parámetros en tabla Excel.

En la hoja de cálculo en la tabla Excel descrita en el (Anexo 23), se obtendrán los indicadores de generación estimados por el parque solar FV Cárdenas 3 en un periodo mensual y anual. Se realizará a partir de los datos promedios mensuales de radiación captados en la superficie del módulo, teniendo en cuenta los valores de eficiencia del inversor, las pérdidas asociadas a suciedad, las caídas de tensión por cables, la dispersión por valores de módulos y la afectación por altas temperaturas en los módulos FV. No se consideran en los cálculos: las sombras parciales o totales

sobre las superficies de los módulos, y las pérdidas por indisponibilidad de la red eléctrica. Se confeccionó según la referencia (Unión Eléctrica de Cuba, 2003). En el capítulo 3 en el epígrafe 3.2.3.2 se muestra un análisis sobre el tema.

Donde se describen:

P = potencia nominal total del PSFV en (MW_p).

NOCT (nominal operating cell temperature) = son las pruebas donde se obtienen los parámetros eléctricos a pruebas que se asemejan a condiciones reales, la irradiancia a 800 W/m^2 y la temperatura de los módulos a $20C^0$

$G_{dm}(\beta-\alpha)$ = irradiancia recibida en la superficie del arreglo FV (kWh/m^2 día), β (15^0) = ángulo de inclinación (los paneles respecto a la horizontal) y α (0) = ángulo acimutal (acimut). Se utiliza para definir la orientación horizontal de los paneles solares respecto al norte, un ángulo de 0^0 describe los paneles orientados al norte.

T_{amb} = temperatura ambiente registrada en el parque solar FV.

η_{pmp} = eficiencia en el punto de máxima potencia del arreglo FV, por operar en condiciones fuera del rango de las condiciones estándar (STC).

η_{inv} = eficiencia del inversor de conexión a red.

η_g = eficiencia general del sistema, incluye las pérdidas asociadas fundamentalmente a: caída de tensión en los cables, tolerancia y dispersión de los valores entre módulos y dispersión angular espectral.

PR = indicador de rendimiento Performance Ratio.

EG = energía generada por el campo solar FV ($kWh/día$).

S = insolación en (W/m^2).

P_{fv} = potencia nominal del arreglo FV kW o kW_p .

u_p = coeficiente de reducción de potencia del módulo FV con la temperatura $1/C^0$, se suministra por el fabricante del módulo en su ficha técnica.

T_k = coeficiente de temperatura.

t_c = tiempo característico del emplazamiento. (kWh real / kW_p) horas.

$EG = P_{fv} * G_{dm} * \eta_{pmp} * \eta_{inv} * \eta_g$ (ecuación 2.6)

$\eta_{pmp} = 1 - u_p * ((T_{amb} - 25C^0) + ((NOCT - 20C^0) / 800 \text{ W/m}^2) * S)$ (ecuación 2.7)

$EG = t_c * P_{fv}$ (ecuación 2.8)

Se puede observar en la (Tabla 3.4) del capítulo 3 epígrafe 3.2.2 se muestran los valores de los indicadores estimados en la hoja de cálculo en Excel, se pueden comparar con los resultados simulados en el software profesional PVsyst. Muestran valores semejantes y cercanos a los resultados reales medidos, esto indica que la hoja de cálculo como método rápido de análisis se puede validar. En la (Tabla 3.5) en el capítulo 3 epígrafe 3.2.2, se evidenció y se muestra una tabla matriz comparativa del resultado sobre el análisis de los indicadores del PSFV en tres condiciones diferentes: condición del fabricante, condición con los datos simulados en (PVsyst) y condición con los datos reales del campo solar FV.

2.3.5. Caracterización de la Línea de Subtransmisión de 34.5 kV.

Ubicación de la línea de subtransmisión MU700.

La línea eléctrica aérea codificada como MU700 se clasifica como media tensión por el nivel del valor de voltaje en que se encuentra conectada en este caso sería de 34.5 kV. Esta nace de la subestación de transmisión de Cárdenas 110/34.5 kV ubicada en el municipio de Cárdenas en la calle Sáez en el centro de la ciudad.

Descripción técnica.

La subestación de Cárdenas 110/34.5 kV, posee en su esquema eléctrico e instalado dos transformadores de fuerza con una potencia nominal cada uno de 25 MVA, con salidas por el lado secundarias de 34.5 kV y 13.8 kV. En su lado secundario de 34.5 kV posee 5 circuitos o salidas de subtransmisión denominados, se puede visualizar en el (Anexo 41):

- MU5223 es el circuito Papelera Técnica Cubana (estatal).
- MU4220 Florido-Coliseo (servicio estatal y residencial)
- MU710 enlaza con la línea MU4995 de Varadero 110 kV (servicio estatal y residencial).
- MU4427 enlaza con la línea MU4819 de Jovellanos 110 kV (brinda servicio estatal y residencial).
- MU700 enlaza eléctricamente con la línea MU4985 de la subestación Varadero 110 kV, esta línea se caracteriza por servir eléctricamente a objetivos estatales dirigidos a bombeos de agua para los poblados de Varadero y Cárdenas además brinda servicio eléctrico a objetivos del petróleo, también se utiliza como línea de enlace con otra línea del mismo nivel de tensión, nombrada MU4985 perteneciente al poblado de Varadero a través de los interruptores del tipo seccionalizadores telecomandados por medio del despacho de distribución de Matanzas para disminuir el tiempo de interrupción y afectación a los clientes priorizados servidos. Se puede

observar en la tabla siguiente las características técnicas de la línea en estudio y se muestra en el (Anexo 6) el monolíneal eléctrico o esquema unifilar de la línea. Además, en la (Tabla 3.12) del capítulo 3 se muestran las características técnicas y eléctricas principales de la línea.

Parámetros eléctricos en la línea, con y sin el aporte de la generación FV del PSFV.

En la (Tabla 3.13) del capítulo 3 se logró obtener el comportamiento eléctrico de la línea de subtransmisión tras el efecto de la generación FV, con la ayuda de los valores de potencias eléctricas como: potencia activa (MW) registrada por la línea, potencia reactiva (MVar) registrada por la línea, potencia activa (MW) aportada por el campo solar en los instantes que comienza y termina la generación, y el comportamiento de la línea de subtransmisión MU700 tras el efecto de la generación solar FV. Además, con la herramienta del software PowerFactory. Estos datos de la estadística describen un día típico en un periodo de muestreo durante cada hora en la etapa estacional de verano.

Conceptos Clave:

1. Potencia Activa (MW): Energía útil que realiza trabajo (iluminación, motores).
2. Potencia Reactiva (MVar): Energía necesaria para mantener campos electromagnéticos (motores, transformadores), pero no realiza trabajo útil. Fluye entre generadores y cargas.
3. Flujo de Potencia: La dirección física de la energía eléctrica. Convencionalmente: positivo (+) hacia la carga, y negativo (-) desde la fuente hacia la red superior (flujo inverso).

2.4. Fase 2: Definición de los Indicadores de Evaluación (Parámetros de Eficiencia)

El propósito de esta fase será establecer las métricas cuantitativas (KPI=Key Performance Indicators) que permitirán evaluar de manera objetiva el impacto del PSFV Cárdenas 3 en la red de subtransmisión. Estos indicadores se extraerán directamente de los resultados de las simulaciones para realizar el análisis comparativo entre escenarios. Estos se pueden observar en la (Tabla 3.16) del capítulo 3. Y en la (Tabla 3.17) se mostrará la comparación de los indicadores en los 3 escenarios principales, además en la (Tabla 3.18) se mostrarán los indicadores en un análisis comparativo entre cinco variables en el contexto de diseño y simulación técnica, se hará uso de este enfoque para verificar el rendimiento real frente al esperado de un componente, sistema o parámetro.

2.4.1. Indicadores de Pérdidas Energéticas según (Tabla 3.17).

Pérdidas técnicas en la línea de subtransmisión (Pérdidas por efecto Joule o $I^2 \times R$):

Las pérdidas técnicas se definen como el conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debido a fenómenos físico y se debe a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Estas se pueden clasificar como:

1. En función del componente:

- Pérdidas por transporte: en líneas de transmisión, de subtransmisión, en circuitos de distribución primaria y distribución secundarias.
- Pérdidas por transformación: en transmisión a subtransmisión, en subtransmisión a distribución y en transformadores de distribución.

2. Según la causa que la origina:

- Pérdidas por efecto corona.
- Pérdidas por efecto Joule: Son las pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga), se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema y su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente, se demuestra en la (Fig. 2.5)
- Pérdidas por corrientes parasitas e histéresis.

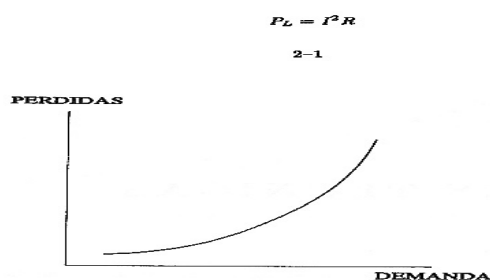


Figura 2.1: Pérdidas del sistema en función de la carga.

P_L : Pérdidas en el elemento del sistema (W).
 I : Corriente que circula por el elemento (A).
 R : Resistencia del elemento (Ω).

Figura 2.5. Pérdidas del sistema en función de la carga.

Las pérdidas asociadas con las líneas son básicamente las pérdidas por efecto Joule se describen por la ecuación mostrada en la (Fig.2.5) y por el efecto corona. Los valores de resistencia y reactancias dependen de las características físicas de los conductores, de su disposición geométrica, de la tensión de servicio, y las condiciones meteorológicas, este concepto se puede apreciar en la (Fig. 2.6).

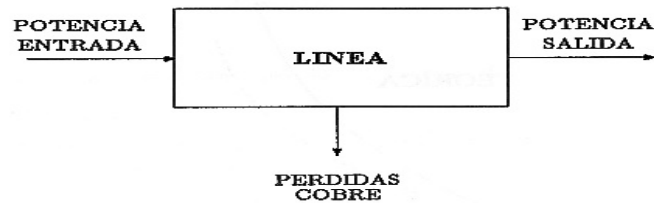


Figura 2.6. Relación de Potencias-Pérdidas en la línea.

Pérdidas de potencia en línea de subtransmisión MU700 y en el transformador de potencia de la subestación, con y sin el aporte de la generación FV.

Para poder determinar un diagnóstico certero sobre las pérdidas asociadas a la red eléctrica, con y sin el efecto de la energía aportada por el campo solar FV, se utilizará como herramienta principal el software profesional ‘‘PowerFactory’’, además de las herramientas en ‘‘Excel’’. Desglosándose en dos etapas fundamental:

1. Análisis sobre la relación entre los parámetros eléctricos: pérdidas de potencia en (kW), potencia demanda en (kW) y la potencia aportada por el PSFV en (kW). Esto se analizará en tres escenarios fundamentales: escenario base (sin generación FV), escenario normal (con generación FV 2.2 MWp) y el escenario límite con el aporte FV a la línea con una potencia de 21.8 MWp. Este análisis es relevante dado que la integración de generación distribuida a gran escala puede alterar significativamente los flujos de potencia y, en consecuencia, las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución (Borges & Falcão, 2006).

En la descripción se confeccionarán varias tablas ver (Anexo 7, 8, 11, 32, 33 y 38) con periodo de 24 horas en un día típico del año, mostrando los valores de pérdidas en potencia, pérdidas técnicas de la línea eléctrica y un análisis diferencial porcentual. Esto se muestra en el epígrafe 3.9.2 del Capítulo 3 punto uno.

Ecuación: diferencia porcentual:

$$\% \text{ Reducción} = [(P_{\text{pérdidas sin FV}} - P_{\text{pérdidas con FV}}) / P_{\text{pérdidas sin FV}}] * 100\% \text{ (ecuación 2.9)}$$

2. Análisis del comportamiento de las pérdidas eléctricas en el transformador de potencia de la subestación de transmisión 110/34.5 kV, con y sin el aporte de la generación FV: Este análisis evaluará el impacto de la generación FV en las pérdidas de potencia en un transformador de 25 MVA, utilizando datos horarios de un día típico. Se comparan dos escenarios: con generación FV (incluyendo el efecto de la línea MU700) y sin generación FV. La generación FV corresponde a

potencia activa inyectada en el sistema, con un perfil típico solar: nula durante la noche, aumento matutino, máximo al mediodía y disminución vespertina.

Se confeccionarán varias tablas, que describan el comportamiento de las pérdidas de potencia en el transformador de la subestación de transmisión, se expresará en (kW) ver (Anexo 12), también se graficarán los efectos de la generación FV en las pérdidas del transformador de la subestación demostrando si la generación FV mantiene un aporte positivo o negativo. Esto se intencionara en dos instantes: una curva de pérdidas de potencia con el aporte de la generación FV y la otra curva de potencia sin el aporte de la generación FV. En el epígrafe 3.9.2 del Capítulo 3 en el punto tres se describirán. En la (Fig. 2.7) se conceptualiza la transformación de la energía eléctrica y sus pérdidas en el transformador eléctrico. En la (Tabla 3.17) se mostrarán los valores críticos de las pérdidas de potencia en el transformador en sus 3 escenarios principales y en la (Tabla 3.18) se reflejarán los valores según las variables de diseño y explotación.

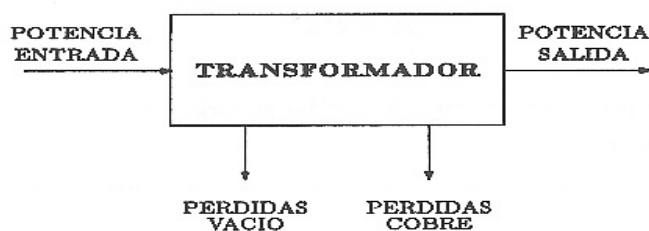


Figura 2.7. Transformación de la energía y sus pérdidas en un transformador.

2.4.2. Indicadores de Calidad de Servicio (Perfil de tensión y Máxima caída de tensión).

Se pretende realizar un análisis del comportamiento de la tensión en la red eléctrica de subtransmisión en el nodo más cercano a la fuente de generación FV y en el nodo más alejado (condición más crítica), expresado en (kV). Este resultado estará afectado con la influencia del PSFV en dos instantes con y sin el aporte de la generación del campo solar. También se pretenderá mostrar la variación de la tensión en un día típico del mes y la desviación de la tensión al inicio y final de la línea con la afectación de la generación solar. Para este análisis se utilizará como herramienta principal el software profesional "PowerFactory", además de las herramientas en "Excel". Se pueden apreciar los resultados de la tensión en las tablas de los (Anexos 9 y 10) con periodos de 24 horas de un día típico del año. Esto se describirá en el epígrafe 3.5.2 del Capítulo 3 y en las Tablas 3.17 y 3.18).

Análisis del comportamiento de tensión en la salida del PSFV en 3 escenarios de integración (Anexo 9):

La tabla proporcionara una comparación del perfil de tensión en la salida del punto de suministro con FV del PSFV durante 24 horas bajo tres escenarios operativos:

- Escenario Base: Tensión sin inyección de generación fotovoltaica FV.
- Escenario Normal: Tensión con inyección de 2.2 MW de potencia FV.
- Escenario Límite: Tensión con inyección de 21.8 MW de potencia FV.

Se establecerán los límites reglamentarios de tensión basados en $\pm 5\%$ de la tensión nominal (inferida como 34.5 kV), y se calculan tres indicadores porcentuales que miden las diferencias entre escenarios (escenarios normal-base, límite-base, y límite-normal), descripción de la tabla:

- Columna: (Salida PSFV sin FV en kV): Registra la tensión eléctrica (en kilovoltios, kV) en el punto de suministro antes de la inyección de energía FV. Estos valores representan la tensión base en el nodo de conexión, determinada por la configuración de la red, la carga existente y la regulación del sistema. Los datos oscilan entre 32.90 kV y 34.45 kV, reflejando las variaciones normales de tensión en condiciones de operación sin generación distribuida (CIGRÉ, 2020).
- Columna: (Salida PSFV con FV en kV): Muestra la tensión en el mismo punto con la inyección activa de 2.2 MWp desde la planta solar. En todos los casos, los valores son ligeramente superiores a los de la descripción anterior oscilan entre 33.9 kV y 35.4 kV, confirmando que la generación distribuida incrementa la tensión local. Este fenómeno se explica por la reducción de la corriente de carga neta en la línea aguas arriba, disminuyendo así la caída de tensión óhmica (IEEE, 2018).
- Columnas: Tensión nominal (-5%) y Tensión nominal (+5%): Definen los límites operativos permisibles según normativas de calidad de suministro, establecidos como $\pm 5\%$ de la tensión nominal (inferida como 34.5 kV). Los valores fijos de 32.77 kV y 36.23 kV sirven como referencia para garantizar que la tensión se mantenga dentro de rangos seguros y compatibles con los equipos conectados (ENTSO-E, 2021).
- Columna: (Diferencia porcentual en %): Cuantifica el cambio relativo en la tensión debido a la inyección FV mediante la fórmula:

$$V (\%) = (V_{\text{con FV}} - V_{\text{sin FV}} / V_{\text{sin FV}}) / * 100 \text{ (ecuación 2.10)}$$

Este análisis se realizará comparando el valor determinado de la diferencia porcentual entre cada uno de los escenarios establecidos. Su análisis detallado se mostrará en el capítulo 3 epígrafes

3.5.2 y su comportamiento se muestra en los (Anexos 9) con (Fig. 3.20 A y B). Su referencia bibliográfica se justifica según (Kundur, 1994, ENTSO-E, 2021, Masters, 2013).

Análisis del comportamiento de tensión en 3 escenarios de integración FV en el nodo más alejado al final de la línea subtransmisión (Anexo 10):

La tabla proporcionara una comparación del perfil de tensión en el final durante 24 horas bajo tres escenarios operativos diferentes:

- Escenario Base: Tensión sin inyección de generación FV.
- Escenario Normal: Tensión con inyección de 2.2 MW de potencia FV.
- Escenario Límite: Tensión con inyección de 21.8 MW de potencia FV.

Adicionalmente, se establecen los límites reglamentarios de tensión basados en $\pm 5\%$ de la tensión nominal (inferida como 34.5 kV), y se calculan tres indicadores porcentuales que miden las diferencias entre escenarios (escenarios normal-base, límite-base, y límite-normal), se puede visualizar un resumen en las (Tablas 3.17 y 3.18).

- Columna: (Final Línea sin FV en kV): Mide la tensión eléctrica (en kilovoltios, kV) al final de la línea de subtransmisión sin la inyección de energía del sistema FV. Representa el perfil de tensión base del sistema, determinado por la carga existente y las características de la red. Los valores oscilan entre 32.86 kV y 34.43 kV, lo que refleja las variaciones normales de tensión en condiciones de operación sin generación distribuida.
- Columna: (Final Línea con FV en kV): Registra la tensión al final de la línea con la inyección de 2.2 MWp de energía solar. Como se observa, en todos los casos los valores son ligeramente superiores de 33.8 y 34.5 kV a los señalados en el caso anterior, lo que indica que la generación FV contribuye a elevar el nivel de tensión en el punto de conexión. Este efecto se debe a que la inyección de potencia activa reduce las pérdidas por caída de tensión en la línea (Pérez-Arriaga, 2013).
- Columnas: (Tensión nominal (-5%) y Tensión nominal (+5%): Establecen los límites admisibles de tensión según la normativa eléctrica, tomando como referencia la tensión nominal (34.5 kV) y aplicando una tolerancia de $\pm 5\%$. En este caso:
 - Límite inferior: 32.77 kV
 - Límite superior: 36.23 kV

Estos márgenes garantizan la calidad del suministro y la protección de los equipos conectados a la red (REE, 2022).

- Columna: (Diferencia porcentual en %): Cuantifica el cambio relativo en la tensión debido a la inyección FV mediante la fórmula:

$$V (\%) = (V_{\text{con FV}} - V_{\text{sin FV}} / V_{\text{sin FV}}) / * 100 \text{ (ecuación 2.10)}$$

Este análisis se realizará comparando el valor determinado de la diferencia porcentual entre cada uno de los escenarios establecidos. Su análisis detallado se mostrará en el capítulo 3 epígrafes 3.5.2 y su comportamiento se muestra en el (Anexos 10) con (Fig. 3.21 A y B). Su referencia bibliográfica se justifica según (Kundur, 1994, ENTSO-E, 2021, Masters, 2013).

2.4.3. Indicadores de Utilización de Activos (Cargabilidad).

1. Cargabilidad de la Línea (% de Capacidad Térmica): En este contexto se hará uso de la tabla mostrada en el (Anexo 40) para demostrar el efecto de la diversidad de potencias en la generación FV sobre una línea área eléctrica de 34.5 kV, en las (Tablas 3.17 y 3.18) se puede visualizar un resumen. En las líneas de subtransmisión de 34.5 kV su cargabilidad está determinada por:

- Capacidad térmica del conductor: Depende del tipo de material (ACSR, AAC), sección transversal y temperatura ambiente. La resistencia del conductor y el efecto piel influyen directamente en la disipación térmica según (Muñoz, s.f).
- Condiciones ambientales: Temperatura, velocidad del viento y radiación solar afectan el calentamiento del conductor.
- Distancia entre fases y altura de instalación: Afectan la inductancia y capacitancia, que influyen en la estabilidad y pérdidas (Muñoz, s.f).
- Límites operativos: Incluyen la estabilidad de tensión, la corriente máxima permisible y el efecto corona.

Según (Narváez Pérez, 2017), en el cálculo de cargabilidad se debe considerar el equilibrio entre capacidad térmica y estabilidad eléctrica, especialmente en sistemas que operan cerca de sus límites (Salazar Altamirano, 2013).

Para mostrar el resultado, se realizará el análisis de cargabilidad porcentual (%) en la posición más crítica, es decir empleando el conductor de menor diámetro (menor ampacidad admisible) existente en la línea de subtransmisión MU700. Para esto se confeccionará en un día típico del año con su demanda cotidiana en (MW), se desarrollará en tres escenarios diferentes:

1. Escenario Base sin FV: Sin inyección de energía FV.
2. Escenario Normal con FV de 2.2 MW: Con una inyección moderada de FV.
3. Escenario Límite con FV de 21.8 MW: Con una inyección máxima de FV.

Utilizando como herramienta principal el software profesional ‘PowerFactory’, además de las herramientas en ‘Excel’, su forma de cálculo se expresa con la (Ecuación 2.11). En el capítulo 3, en el epígrafe 3.5.3 se muestran los resultados y en la (Tabla 3.17) se puede observar el comportamiento de cargabilidad entre los escenarios propuestos.

Ecuación de cargabilidad:

$$\% \text{ Cargabilidad} = (I_{\text{flujo}} / I_{\text{máx admisible}}) * 100\% \text{ (ecuación 2.11) }`$$

2. Cargabilidad del Transformador de Potencia en la subestación 110/34.5 kV: Para este análisis se confeccionará una tabla ver (Anexo 13), que describa el comportamiento horario de un día típico del año sobre el porcentaje de cargabilidad de la carga neta del transformador de potencia de la subestación de transmisión. Todo se realizará en 3 escenarios diferentes para demostrar la incidencia de las fuentes de energía renovable FV sobre la eficiencia del transformador, en las (Tablas 3.17 y 3.18) se puede visualizar un resumen.

Las columnas nombradas como criterios o patrones técnicos de la tabla se definen técnicamente según normas IEC/IEEE:

- Columna (zona crítica): Límite del 100% de la capacidad nominal (25 MVA). Según la norma (IEC 60076-7, 2018), esta es la carga máxima continua permitida para una vida útil normal del aislamiento.
- Columna (Hasta zona de atención): Umbral del 90% como señala el autor (Pérez y Fernández, 2020) en el contexto cubano, valores superiores al 90% activan monitoreo especial por proximidad al límite térmico.
- Columna (Hasta operación cómoda): Umbral del 70% en la operación de redes cubanas, se considera un margen de seguridad adecuado para responder a contingencias (Suárez & González, 2022).

En el epígrafe 3.5.3 del Capítulo 3 (Tabla 3.17) se podrá visualizar una tabla resumen del comportamiento de los indicadores sobre la línea de subtransmisión, en esta se describen los valores críticos de cargabilidad del transformador de potencia de la subestación de transmisión.

2.5. Fase 3: Modelado y Simulación del Sistema.

Esta fase representará el corazón de la metodología de diagnóstico, donde los modelos teóricos se convertirán en herramientas computacionales para experimentar y analizar el comportamiento del sistema bajo diversas condiciones. Como afirma (Gómez-Expósito, 2017), "la simulación por computadora se ha convertido en una herramienta indispensable para el análisis, diseño y operación

de sistemas de potencia" (p. 45), permitiendo evaluar escenarios que serían costosos, riesgosos o simplemente imposibles de replicar en la red real.

2.5.1. Modelado del PSFV para estudios de red en PowerFactory.

En la modelación se comenzará mostrando el comportamiento estacional del PSFV Cárdenas 3 según su demanda en el periodo de invierno y verano. La (Tabla 2.1) se conformó con la ayuda de la estadística diaria registrada en el Cárdenas 3 desde su fecha de puesta en servicio y posterior, enviados estos datos hacia el despacho de distribución provincial de Matanzas. Estos valores registrados son la potencia aportada por el PSFV hacia la línea de subtransmisión y están expresados en (MW).

Para conformar las dos curvas típicas invierno y verano se procedió de la misma forma, teniendo ya los valores se obtiene un mes típico de invierno y posterior un día típico de invierno, es decir se agruparon los meses según la etapa estacional de invierno desde la mitad de diciembre hasta mitad febrero, y para la estación de verano se agruparon los meses desde la mitad de junio hasta mitad septiembre. Todo este proceder se ejecuta con la ayuda del software profesional PowerFactory, mostrándose los resultados como se detallan en la (Tabla 2.1) y creando un gráfico (Fig. 2.8)

Estas curvas estacionales describirán el comportamiento del parque solar FV Cárdenas 3 en la etapa de invierno y verano. Es de señalar que estas dos curvas deben mostrar el mismo comportamiento o ser semejantes a la curva de radiación o insolación registrada por los instrumentos de medición de la estación meteorológica del campo FV Cárdenas 3.

En la (Tabla 2.1) se puede observar que comienzan los valores a aumentar, es decir a formar una pendiente de la curva tomando valores en el horario e instante del aporte de la generación del campo FV hacia la línea de subtransmisión hasta su punto de máxima potencia del parque (Pmp) según la eficiencia del parque y las condiciones meteorológicas registradas, posterior a la cresta de la curva los valores empiezan a decrecer debido a la disminución de la incidencia de la insolación solar sobre los paneles FV. Es de interés observar el desplazamiento de ambas curvas en el horario que empiezan a decrecer, en verano horas más tarde con respecto al invierno, también es de señalar el tamaño de la cresta de la curva según el valor registrado de máxima demanda en invierno o en verano.

Tabla 2.1. Comportamiento estacional invierno-verano del PSFV Cárdenas 3.

Etapas estacional	Horas																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Invierno (Febrero)	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0,23	0,59	0,91	1,12	1,23	1,22	1,08	0,91	0,68	0,31	0,1	0	0	0	0	0
Verano (Agosto)	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0,19	0,57	0,93	1,13	1,31	1,36	1,33	1,26	0,92	0,66	0,4	0,1	0	0	0	0



Figura 2.8 Comportamiento Estacional Cárdenas 3.

En el (Anexo 24) se tuvo la intención de mostrar la variación de la generación de la demanda activa en (MW), según el comportamiento estacional invierno-verano y a la configuración tecnológica según diseños del montaje de los string o mesas del campo solar (están instaladas en ángulo fijo a 15⁰), es decir la energía solar dejada de captar por los paneles FV por estos ajustes tecnológicos son las llamadas pérdidas variables debido al cambio estacional de la posición del sol. Esto se explica mediante principios de astronomía solar, geometría de incidencia y climatología local.

Con la ayuda del software profesional PowerFactory se simula y conforma el gráfico donde se muestra el comportamiento de la generación teórica del PSFV Cárdenas 3 con ángulo fijo a 15⁰ en los dos periodos estacional invierno y verano en un año típico, en este caso en el año 2024, para conformar este gráfico no se tuvo en cuenta en la simulación las variables que puedan afectar el comportamiento óptimo del estudio, es decir es un estudio teórico. Obteniéndose como resultado el efecto térmico de la insolación solar captado por los paneles FV en ángulo fijo y reflejado en la demanda entregada por el campo FV hacia la red eléctrica de subtransmisión. Se puede observar en el periodo de invierno la cresta de la curva es mucho más baja o pequeña que en el periodo de verano, en el invierno existe una disminución de la densidad de potencia incidente debido a la no incidencia perpendicular de los rayos del sol en los paneles FV. Es decir, en el transcurso del año la potencia aportada al SEN por el PSFV no se compensa con el cambio estacional, debido a la geometría solar que varía estacionalmente, por la formación del trópico con alta oblicuidad según (Anexo 24).

Factores más comunes incidente:

- c) La irradiancia difusa y directa: en el verano cubano existe mayor proporción de irradiación solar directa (cielos despejados). Las pérdidas por ángulo afectan más a la componente directa impacto severo. En el invierno cubano existe mayor nubosidad, la irradiación solar difusa es mayor.
- d) La duración del día solar: en el verano los días son más largos (más horas de generación) y en el invierno es viceversa los días son más cortos (menor ventana de producción). Esto puede proporcionar que las pérdidas en el verano son más críticas por ocurrir en horas de máxima insolación solar.

Evaluación técnica en escenario de expansión a 2.2 MWp y en escenario a 21.8 MWp en la línea de subtransmisión MU700:

Para este análisis se confeccionarán los (Anexos 7, 8, 11, 32, 33, 38) en un periodo de 24 horas del día, donde se muestran los valores máximos y mínimos de la potencia demandada en la línea de subtransmisión, las pérdidas de potencia en (kW) y el porcentaje de pérdidas en (%). Este análisis se ejecutará en dos instantes, uno con los efectos de la generación FV (escenario con aporte FV) y el otro sin los efectos de la generación FV (escenario base) y se intencionó una potencia FV sobre la línea de subtransmisión de 21.8 MWp (escenario límite) para comprobar los efectos técnicos del sobredimensionamiento futuro de la generación sobre las redes eléctricas.

2.5.2. Modelado de la red de subtransmisión en DIgSILENT PowerFactory.

Para la solución del epígrafe se construirá un modelo unifilar digital de la red de 34.5 kV que será una representación fiel del sistema real, para servir como banco de pruebas de los escenarios, insertando todos los elementos: barras (nodos), líneas, transformadores, cargas con los datos de resistencia (R), reactancia (X) y susceptancia (B/C) por kilómetro, así como la longitud total de la línea. Parte de la base de datos preparada en el software se muestra en los (Anexos 30 y 31). Además del diagrama unifilar o monolíneal se puede observar en el (Anexo 6).

Según (Saadat, 2010, p. 123) la precisión de los resultados de un flujo de carga depende críticamente de la exactitud de los parámetros de la red, especialmente de las impedancias serie de las líneas y de la caracterización de las cargas".

2.5.3. Definición de escenarios de estudio.

Se pretenderá establecer los casos de operación claramente delimitados que permitirán aislar y analizar el impacto de la inyección FV del campo solar Cárdenas 3 sobre la línea de subtransmisión

de 34.5 kV, para esto la metodología se mostrará en tres escenarios, se justificara en el capítulo 3 epígrafe 3.4.2. Se muestran como:

- Escenario 1 (Base o Business-as-Usual): será la condición de la generación FV = 0 MW. Se representará por la operación histórica de la línea antes de la conexión del PSFV. Las cargas estarán en su valor nominal. Servirá como línea base de referencia para todas las comparaciones posteriores, se muestra en el (Anexo 8 y 36 A).
- Escenario 2 (Operación con Inyección Normal del PSFV): será la condición de la generación FV = valor nominal 2.2 MWp. Cargas en valor nominal. Simulará un día típico de generación solar en la red eléctrica donde se tendrá como propósito evaluar el impacto bajo condiciones de operación normales y esperadas, se muestra en el (Anexo 7 y 36 B).
- Escenario 3 (Caso de Estudio - Máxima Inyección): será la condición de generación FV = 21.8 MWp. Este podría ser el escenario crítico de la red eléctrica con un incremento de la generación FV desmedida. Simulara el estado de la red y las condiciones de máxima generación posible (alta irradiancia, paneles fríos) junto con un escenario de mínima demanda. Esta combinación es la que podría causar sobrevoltajes y subutilización de activos. Su propósito será analizar los límites técnicos del sistema, identificar puntos críticos y evaluar la robustez de la red ante la máxima penetración FV, se muestra en el (Anexo 32, 33 y 36 C).

2.5.4. Ejecución de flujos de carga.

Para la confección del flujo de carga en el software especializado DIGSILENT PowerFactory se utilizará cada escenario caracterizado en el (epígrafe 2.5.3), se configuraron las inyecciones de potencia en las barras (generación y carga) y se ejecutaron los flujos de carga. El algoritmo del software especializado calculará iterativamente las tensiones nodales y los flujos de potencias que satisfacen las ecuaciones del sistema. Es decir, se tendrán los resultados en escenarios donde se va a mostrar la demanda neta de la línea de subtransmisión de 34.5 kV sin el aporte de la generación FV con sus análisis de pérdidas, la demanda de la línea más el aporte de la generación FV del campo solar con sus análisis de pérdidas, el comportamiento de la tensión en la red eléctrica en sus 40.4 km de longitud en las posiciones más favorable (nodo salida del PSFV) y desfavorables (nodo final de la línea), se mostrará un análisis de pérdidas y cargabilidad en el transformador de potencia de la subestación y se mostrará un análisis de la línea de subtransmisión en un escenario crítico de potencia aportando 21.8 MW de la generación FV del campo solar.

2.5.4.1. Selección del algoritmo de flujo de carga.

Para la ejecución de los flujos de carga en DIgSILENT PowerFactory, se empleará el algoritmo Newton-Raphson. Esta elección se justifica dado que este método es el estándar industrial para estudios de estado estacionario gracias a su robustez, alta velocidad de convergencia y precisión, para el análisis de sistemas de distribución modernos con alta penetración de recursos energéticos distribuidos (DIgSILENT, 2021, p. 157), también particularmente en el cálculo de variables críticas para esta investigación como las magnitudes de tensión nodal y los flujos de potencia reactiva según (Saadat, 2010). Dado que el estudio incluye escenarios de estrés con alta inyección FV, la confiabilidad del Newton-Raphson para converger en condiciones de operación límite resulta fundamental para la obtención de resultados válidos según (Grainger & Stevenson, 1994). También argumenta (Zimmerman, Murillo-Sánchez & Thomas, 2011, p. 67), que el método Newton-Raphson es preferido por su convergencia cuadrática y su gran robustez para manejar redes radiales y malladas con relaciones R/X altas, típicas de sistemas de distribución y subtransmisión.

Verificación y validación de la convergencia del algoritmo.

Validar la convergencia no es un mero formalismo, sino una práctica esencial del rigor ingenieril. Como enfatiza (Saadat, 2010), "una solución convergente es el prerequisite fundamental para cualquier conclusión técnica derivada de un estudio de flujos de carga; de lo contrario, los resultados carecen de sentido físico" (p. 145). Esta práctica es particularmente crucial en investigaciones como la propuesta, donde se analizan escenarios de estrés con alta penetración de generación variable. En el epígrafe 3.4.3 del capítulo 3 y en la (Tabla 3.21) se describirán los argumentos técnicos y se mostrarán los datos obtenidos de la validación en sus 3 escenarios principales.

En el contexto de la integración de energías renovables, la convergencia en escenarios límite proporciona información valiosa. Como señalan (Conejo y Baringo, 2018), "la incapacidad de un flujo de carga para converger ante un alto nivel de penetración renovable es, en sí misma, un resultado significativo que indica inestabilidad de voltaje o infactibilidad operativa" (p. 212).

La validez de los resultados de un flujo de carga depende críticamente de la obtención de una solución convergente y estable. Como señalan (Grainger y Stevenson, 1994), una solución no convergente indica que el caso de estudio representará una condición del sistema que no es físicamente viable. Por lo tanto, previo al análisis de los indicadores de eficiencia, se implementará el siguiente procedimiento de verificación:

1. Criterio de Convergencia Primario: Se verificará que el algoritmo Newton-Raphson en DIgSILENT PowerFactory haya finalizado con un mensaje de 'Cálculo de flujo de carga finalizado con éxito'. Este estado confirma que el algoritmo encontró una solución que satisface las ecuaciones del sistema dentro de las tolerancias numéricas predefinidas por el software.
2. Criterios de Validación Cuantitativa: Para cada escenario simulado, se extraerán y documentarán los siguientes parámetros como evidencia de la robustez de la solución:
 - Número de Iteraciones: Un número bajo y estable de iteraciones (típicamente menos de 10 para el método Newton-Raphson) indicará una convergencia eficiente.
 - Desbalance de Potencia Residual Máximo: Se verificará que el máximo desbalance de potencia (diferencia entre potencia inyectada y extraída en cada barra) sea un valor ínfimo, del orden de 10^{-5} MW o menor, lo que confirma que el equilibrio de potencias se cumple con alta precisión.
3. Protocolo ante No-Convergencia: En el caso hipotético de que un escenario no converja, se investigarán las causas, como posibles sobrecargas críticas, violaciones extremas de tensión o errores en el modelado. Este escenario, aunque no se espera, sería en sí mismo un resultado significativo que indicaría inestabilidad del sistema bajo esas condiciones (Conejo & Baringo, 2018). Sin embargo, para los propósitos de este estudio, solo se procederá con el análisis de los escenarios que hayan superado exitosamente la verificación de convergencia, garantizando así que las conclusiones se basen en estados operativos factibles y matemáticamente válidos.

2.6. Fase 4: Análisis de Resultados y Validación de la Metodología.

Esta fase mantiene como objetivo interpretar los datos obtenidos de las simulaciones para extraer conclusiones significativas sobre el impacto del PSFV Cárdenas 3. Implicará un proceso sistemático de comparación, contraste y evaluación de los indicadores de eficiencia definidos en la Fase 2, frente a los escenarios establecidos en la Fase 3. Como señalan (Saunders, Lewis y Thornhill, 2019), el análisis de datos implica dar sentido a los datos recopilados y obtener respuestas a las preguntas de investigación (p. 536). Esta fase culminará con la validación de la metodología propuesta. En el capítulo 3 epígrafe 3.4.3 se mostrará la validación de la convergencia de los flujos de carga en la (Tabla 3.21).

Se ejecutaron tres escenarios en PowerFactory:

1. Base sin FV: Caso de referencia sin generación FV.
2. Normal FV 2,2 MW: Inclusión de una generación FV moderada.

3. Límite FV 21,8 MW: Generación FV cercana al límite de capacidad del sistema.

Para cada escenario descrito numéricamente en el epígrafe 3.4.3 y la (Tabla 3.21), se detallará la validación de la metodología y los resultados obtenidos. Se registraron: el número de iteraciones requeridas, si se alcanzó la convergencia, el máximo desbalance residual de potencia activa (ΔP) en MW y el porcentaje de error respecto a la potencia nominal del sistema (1,19 MVA). El criterio de convergencia típico exige que el desbalance de potencia sea inferior a 0,01 MW o 0,001 en por unidad (p.u.) para sistemas de distribución según (IEEE, 2013).

2.6.1. Extracción y procesamiento de los resultados en las simulaciones.

Esta argumentación técnica comenzará en la fase 4 del capítulo 3 epígrafe 3.5 donde describirá un análisis general y comparativo de los indicadores de eficiencia o evaluadores.

La visualización de datos es un paso esencial en el análisis, ya que permite identificar patrones, tendencias y valores atípicos que de otra manera podrían pasar desapercibidos en una tabla de datos sin procesar (Kirk, 2016, p. 24).

El objetivo será recopilar de manera organizada los datos brutos generados por PowerFactory para cada escenario y prepararlos para un análisis posterior, se describe el procesamiento de datos:

1. Se mantendrá en el departamento del FRE la información y la actualización diaria por parte del especialista y el operador en el campo solar FV, por vía teléfono o correos en PC sobre todos los parámetros de diagnósticos registrados en el PSFV de Cárdenas 3 (insolación solar diaria en kWh/m^2), energía generada diaria (kWh/día), mensual y acumulado anual, la temperatura ambiente y temperatura del panel en ($^{\circ}\text{C}$), se determinará el Performance Ratio (PR) adimensional, el Rendimiento Yield en ($\text{kWh} / \text{kWp/año}$), y se mantendrá contabilizado las aperturas voluntarias e involuntarias del PSFV.
2. Con los datos mencionados en el punto (1) el especialista del FRE, realizara un análisis de diagnóstico y energético en la eficiencia del PSFV Cárdenas 3 con la ayuda de herramientas como las hojas de cálculo en (Microsoft Excel), determinando su eficiencia y comportamiento con relación a la producción energética diaria y del mes, incluyendo una caracterización detallada de las aperturas voluntarias e involuntarias (averías) del campo solar FV.
3. El área técnica territorial de Cárdenas mantendrá actualizada de forma mensual las líneas de subtransmisión de 34.5 kV con todos los datos técnicos de línea y transformadores.

4. Se actualizarán de forma mensual los diagramas dibujados en el software especializado PowerFactory por el especialista del DPC perteneciente al departamento de desarrollo, y se introducirán todos los datos medibles de la línea en estudio y del PSFV conectado a dicha línea.
5. Con el análisis en el punto 1 y 2 que relacionan el diagnóstico y comportamiento del PSFV más el cumplimiento del punto 3 y 4 que relacionan la actualización en el software de los cambios realizados en la línea y transformadores. Permitirá mantener estudios complejos mensual sobre las líneas y sus PSFV conectados a ellas. Debido a la influencia en la inyección de generación distribuida en FV existente en las redes de subtransmisión, puede crear escenarios que pueden ser numéricamente desafiantes, y con la modelación de la herramienta especializada PowerFactory en las redes eléctricas va a permitir visualizar la estabilidad dinámica y el comportamiento de los parámetros eléctricos en varios escenarios.
6. Se creará por el especialista de desarrollo después de la modelación de la línea en estudio un informe técnico describiendo las sugerencias y modificaciones a ejecutar, para normalizar los parámetros eléctricos, mejorar la eficiencia en la transportación de la energía y estandarizar las pérdidas en las redes y transformadores de potencia.

2.6.2. Análisis comparativo de los indicadores de eficiencia.

El análisis comparativo de escenarios será una técnica fundamental en la planificación de sistemas de potencia, ya que permitirá a los planificadores evaluar los beneficios y compensaciones de diferentes alternativas de desarrollo bajo un conjunto común de suposiciones según (Grigg et al., 1999, p. 31). Su descripción práctica en el capítulo 3 comienza a partir del epígrafe 3.5. Se puede visualizar según (Tabla 3.17).

El objetivo de esta etapa será establecer el procedimiento sistemático que se seguirá para contrastar y evaluar el desempeño de la red entre los diferentes escenarios simulados. Este análisis no se limitará a la presentación de datos, sino que se enfocará en la interpretación de las variaciones para extraer conclusiones significativas sobre el impacto del PSFV. Es decir, el análisis comparativo de los indicadores de eficiencia se realizará mediante un procedimiento sistemático que permitirá cuantificar y cualificar el impacto de la inyección del PSFV Cárdenas 3 en la red de subtransmisión.

Este proceso se sustentará en las siguientes técnicas:

1. Técnica de Análisis de Variación Porcentual: Esta técnica permitirá cuantificar de manera directa y clara la magnitud del cambio introducido por la inyección FV. Para cada indicador clave, se

calculará la variación porcentual entre el escenario base (Sin FV) y los escenarios con inyección (Con FV normal y Máxima inyección), utilizando la siguiente fórmula general:

$$\% \Delta = [(\text{Valor}_{\text{escenario FV}} - \text{Valor}_{\text{escenario base}}) / |\text{Valor}_{\text{escenario base}}|] * 100\% \text{ (ecuación 2.12)}$$

Esta técnica se aplicará primordialmente a indicadores cuantitativos como las pérdidas de potencia activa (MW) y la cargabilidad de los activos (%), permitiendo establecer conclusiones numéricas precisas sobre la mejora o el deterioro de la eficiencia energética debido a la inyección FV.

2. Técnica de análisis de cumplimiento de límites técnicos: Esta técnica será fundamental para evaluar la calidad del servicio eléctrico y la seguridad operativa. Se confrontarán los resultados de las simulaciones con los límites operativos establecidos por la normativa técnica (Norma cubana, NC365: 2011) o por los manuales del operador de red. El foco estará en el perfil de tensiones. Criterio de evaluación: Se verificará que la magnitud de tensión en todas las barras de la red se mantenga dentro del rango permitido (típicamente 0.95 a 1.05 p.u.). Se identificará y analizará cualquiera barra donde se presente una violación de estos límites, especialmente en el escenario de máxima inyección, donde se espera el mayor riesgo de sobrevoltajes.

3. Técnica de análisis gráfico comparativo: La visualización de datos será una herramienta clave para identificar patrones, tendencias y puntos críticos de manera intuitiva.

- **Gráficos de Barras Agrupadas:** Se utilizarán para comparar visualmente los valores de pérdidas de potencia (MW) y porcentaje de cargabilidad entre los tres escenarios. Esto facilitará la comprensión inmediata de la mejora o el deterioro de estos indicadores.
- **Gráficos de Perfil de Tensión Superpuestos:** Se elaborarán gráficos donde el eje X represente la distancia eléctrica (o la nomenclatura de las barras) y el eje Y la magnitud de tensión (en p.u.). En un mismo gráfico se superpondrán las curvas de tensión de los escenarios Base, Con FV y Máxima Inyección. Esto permitirá visualizar claramente cómo la inyección de potencia modifica la forma del perfil a lo largo de toda la línea y ubicar con precisión los puntos de mayor mejora o de potencial con problema.

Finalmente, los resultados cuantitativos serán interpretados a la luz de los principios teóricos de la operación de sistemas de potencia. Esta discusión buscará explicar el comportamiento observado (ej: la reducción de pérdidas por la localización de la generación, o la aparición de sobrevoltajes por el flujo inverso de potencia) y evaluará si los hallazgos confirmaran o matizaran la hipótesis de investigación planteada.

4. Marco de Discusión e Interpretación: El análisis cuantitativo irá acompañado de una discusión cualitativa que interpretará los resultados a la luz de la teoría. Para cada indicador, se buscará responder a preguntas guía como:

- Pérdidas: ¿La reducción de pérdidas es significativa? ¿Sigue el comportamiento teórico esperado donde la generación distribuida reduce las pérdidas al acercar la fuente de generación a las cargas?
- Tensión: ¿La inyección FV corrige las caídas de tensión del escenario base? ¿La aparición de sobrevoltajes en el escenario límite es congruente con el efecto de inyección de potencia activa en un sistema con alta relación R/X?
- Cargabilidad: ¿La reducción del flujo de potencia desde la subestación principal indica una liberación de capacidad de la red o una subutilización del activo?

2.6.3. Evaluación del Impacto y Validación de la Metodología.

La validez de una investigación de simulación se asegura mediante la verificación del modelo (¿se implementó correctamente?) y la validación del modelo (¿representa con precisión el sistema real?) según (Sargent, 2013, p. 15).

El objetivo de esta etapa será sintetizar los hallazgos del análisis comparativo para emitir un juicio integral sobre el efecto del PSFV Cárdenas 3 y demostrar la eficacia de la metodología empleada. Este proceso se realizará en dos componentes principales:

1. Evaluación Integral del Impacto:

- Procedimiento de Síntesis: Se integrarán los resultados de todos los indicadores de eficiencia (pérdidas, tensión, cargabilidad) para formar una conclusión unificada sobre el comportamiento de la red. Esto implicará ponderar la importancia relativa de cada hallazgo determinando si los beneficios operativos en condiciones nominales justifican las posibles inversiones en mitigación para los escenarios de estrés (ej: una reducción significativa de pérdidas vs. la aparición de sobrevoltajes localizados).
- Contraste con la Hipótesis: Se confrontarán los resultados obtenidos de manera explícita con la hipótesis general planteada en la Introducción. Se determinará si los datos la confirman, refutan o matizan, explicando las razones detrás de esta conclusión.
- Discusión Teórica: Los hallazgos se interpretarán a la luz del marco teórico. Se discutirán las consistencias o discrepancias con lo reportado en la literatura científica sobre integración FV en redes de subtransmisión, buscando explicaciones para los comportamientos observados.

2. Validación de la Metodología Propuesta:

- Criterio de Validación: La metodología se considerará válida y exitosa en la medida en que haya permitido responder de manera clara y sistemática a la pregunta de investigación y a los objetivos específicos planteados.
- Argumentación de la Validez: Se argumentará que la secuencia de fases (caracterización, definición de indicadores, modelado, análisis) y el uso de software especializado (PVsyst, PowerFactory) demostraron ser un procedimiento robusto para cuantificar el impacto y diagnosticar el comportamiento del sistema.
- Evaluación de la Replicabilidad: Se destacará que la metodología, al estar detalladamente documentada y basada en herramientas estándar, es replicable y adaptable para evaluar la integración de otros parques FV en redes similares, constituyendo así un aporte metodológico de la investigación.
- Limitaciones del Enfoque Metodológico: Se reconocerá que la metodología se centra en el estado estacionario y no captura fenómenos dinámicos o transitorios. Esta delimitación será considerada en las conclusiones para sugerir estudios futuros.

2.7. Conclusiones parciales del capítulo.

En síntesis, este capítulo ha establecido un marco metodológico robusto y coherente para el desarrollo de la investigación. Se ha adoptado un enfoque mixto, combinando métodos cualitativos para la caracterización descriptiva del sistema de estudio y métodos cuantitativos para el modelado, simulación y análisis numérico de los indicadores de eficiencia energética. La estrategia se operativiza a través de cuatro fases secuenciales (Caracterización, Definición de Indicadores, Modelado y Simulación, y Análisis de Resultados), las cuales guiarán de manera lógica todo el proceso.

Se han definido con precisión las técnicas (revisión documental, modelado, simulación) y las herramientas (software PVsyst y DIgSILENT PowerFactory) que se emplearán, justificando su selección como estándares en la industria para este tipo de estudios. Asimismo, se han establecido los indicadores de evaluación claves (pérdidas técnicas, perfil de tensiones, cargabilidad) que permitirán realizar un análisis comparativo objetivo entre los escenarios planteados.

En consecuencia, la metodología aquí descrita constituye un plan sistemático y viable que no solo permite abordar el caso de estudio específico del PSFV Cárdenas 3, sino que también puede ser replicada para evaluar impactos similares en otros proyectos de generación distribuida, cumpliendo

así con el propósito de implementar una metodología de evaluación. El siguiente capítulo, ‘‘Aplicación de la Metodología y Análisis del Caso de Estudio’’, estará dedicado a la ejecución práctica de estas fases y a la presentación de los resultados obtenidos.

CAPÍTULO 3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL CASO DE ESTUDIO PSFV CÁRDENAS 3.

3.1. Introducción al capítulo.

El presente capítulo constituye la materialización práctica del marco metodológico definido en el capítulo anterior. Aquí se aplica de manera integral la estrategia de cuatro fases para evaluar el impacto del Parque Solar Fotovoltaico Cárdenas 3 en la eficiencia energética de la red de subtransmisión de 34.5 kV. Se inicia con la caracterización técnica y el modelado energético del PSFV y la red existente, utilizando los softwares PVsyst y DIgSILENT PowerFactory. Posteriormente, se presentan y analizan de manera comparativa los resultados de las simulaciones de los tres escenarios de estudio definidos: operación base sin el PSFV, operación con inyección normal y el escenario límite de máxima inyección. El análisis se centra en los indicadores de eficiencia preestablecidos, pérdidas técnicas, perfil de tensiones y cargabilidad de activos, con el fin de cuantificar objetivamente el comportamiento del sistema. Finalmente, se discuten integralmente los hallazgos, contrastándolos con la hipótesis de investigación y el marco teórico, lo que permitirá validar la metodología propuesta y extraer conclusiones sólidas sobre la influencia de la generación fotovoltaica en la red.

Fase 1 Aplicada: Caracterización y Modelado del Sistema de Estudio.

3.2. Caracterización y Modelado Energético del PSFV Cárdenas 3.

3.2.1. Ubicación, Premisas de Instalación y Descripción Técnica.

Como resultado de la caracterización técnica y la descripción de los parámetros y elementos descritos en la metodología del epígrafe 2.3.1 en el capítulo 2, se obtuvieron los siguientes datos del PSFV Cárdenas 3, mostrándose en la (Tabla 3.1) donde se describen los parámetros principales y características técnicas del PSFV y en la (Fig. 3.1) se puede observar la ubicación geográfica.

El campo solar se localiza en las coordenadas Altitud 10 m, Latitud 23° y Longitud: -81.4° , con una inclinación de las mesas horizontal con respecto al norte (acimutal $\alpha=0$), y una elevación o altitud de inclinación de la superficie de ($\beta=15^{\circ}$), con una potencia pico instalada de 2,376 MWp, el parque emplea 8800 módulos de la marca NUMEN solar y modelo DSM-270 Wp, configurados

en 400 strings conectados a 4 inversores de marca SUNGROW modelo Turnkey Inverter SG-500MX de 460-850 V en CD y 315 V en AC con una potencia de 500 kW cada uno.

Tabla 3.1. Descripción parámetros principales y características técnicas del PSFV Cárdenas 3.

Parámetro	Valor	Fuente
Potencia instalada	2,376 MWp	Ficha técnica proyecto
Tecnología paneles	Silicio Polycristalino	Fabricante
Números módulos	8800	Diseño eléctrico
Potencia por módulo	270 Wp	Ficha técnica NUMENsolar
Número de inversores	4	Memoria de cálculo
Potencia por inversor	500 kW	Ficha técnica SUNGROW
Transformadores fuerza	2	Memoria de cálculo
Potencia del transformador	1000 kVA	Ficha técnica TBEA Hengyang Transformer Co
Voltaje primario/secundario	34,5 / 0,315 kV	Ficha técnica
Unidad Ambiental	1	SolarInfo EM V21 SUNGROW
Piranómetro	1	Memoria de cálculo
Anemómetro	1	Memoria de cálculo
Veleta	1	Memoria de cálculo
Termómetro ambiente	1	Memoria de cálculo
Termómetro panel solar	1	Memoria de cálculo
Panel concentrador	28	Memoria de cálculo SUNGROW PVS-16M
Panel baja tensión	1	Memoria de cálculo Sichuan honiton Automation Equipment Manufacture Co. LTD
Panel media tensión	3	Memoria de cálculo ABB High Voltage Switchgear Co.Ltd: Beijing SafePlus 36 kV en SF6
área total	39200 m ²	Memoria de cálculo
área efectiva	12849.4 m ²	Memoria de cálculo

En la (Fig. 3.1) se puede observar la ubicación geográfica del PSFV Cárdenas 3, su descripción se detalla en el capítulo 2 epígrafe 2.3.1.



Figura 3.1 Ubicación geográfica del PSFV Cárdenas 3 en el municipio de Matanzas.

Recurso Solar:

Las (Tablas 3.2 y 3.3) describen el comportamiento de la insolación solar registrada en el mes del PSFV Cárdenas 3 y se muestra el registro de las horas de sol pico de un día típico del mes, su descripción aparece en el epígrafe 2.3.1 del capítulo 2.

Tabla 3.2. Horas sol pico de un día típico del mes registrada PSFV Cárdenas 3.

Horas de sol pico día típico del mes (HSP) (kWh/m ² /día)									
MES	PVSyst	Estimada (Excel)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	4,7	4,9		4,9	4,7	4,7	4,7	5,3	4,6
Febrero	5,4	5,5		6,2	5,3	5,5	6,0	5,7	5,8
Marzo	6,2	5,8		6,8	7,3	7,0	6,4	6,1	5,8
Abril	6,5	6,3		6,8	6,8	6,8	7,2	6,8	7,0
Mayo	5,9	5,9		6,8	5,3	6,7	6,0	6,3	7,1
Junio	5,9	5,7		6,5	5,9	5,9	5,7	6,2	5,0
Julio	6,1	6,1		6,8	6,0	6,9	6,7	6,8	6,3
Agosto	5,9	6,1	6,3	6,1	6,6	6,5	6,2	6,4	6,1
Septiembre	5,6	6,0	5,9	6,6	5,8	6,2	5,4	5,9	6,2
Octubre	5,3	5,6	5,9	5,6	5,0	5,4	6,0	5,6	4,7
Noviembre	4,6	4,7	5,2	5,5	4,2	4,6	5,4	5,0	4,9
Diciembre	4,0	4,3	4,4	4,3	4,3	5,1	4,4	3,9	4,1
Anual	66	67	28	73	67	71	70	70	67

Tabla 3.3. Insolación mensual registrada en el PSFV Cárdenas 3.

Insolación mensual (kWh/m ² /mes)									
MES	PVSyst	Estimada (Excel)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	146	153		151	147	146	147	165	141
Febrero	151	154		174	149	153	168	159	161
Marzo	191	180		210	225	217	197	188	179
Abril	195	189		204	205	203	216	204	210
Mayo	184	182		211	163	207	185	196	219
Junio	178	172		195	178	178	172	186	151
Julio	189	189		210	187	215	206	210	195
Agosto	183	188	195	190	206	200	193	198	188
Septiembre	169	179	176	198	173	185	162	178	185
Octubre	163	173	183	175	154	168	184	173	146
Noviembre	137	141	157	165	127	139	162	149	147
Diciembre	124	133	137	135	134	157	137	121	126
Anual	2010	2032	848	2216	2049	2167	2130	2126	2046

La (Fig. 3.2) muestra el esquema típico utilizado en los sistemas de conexión a la red inversor centralizado derivado en 4 por string en el epígrafe 2.3.1 del capítulo 2 se describe dicho esquema.

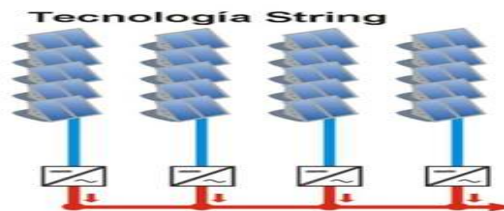


Figura 3.2 Tecnología implementada inversor centralizado por mesas en el PSFV.

3.2.2. Resultados del Modelado y Simulación en PVsyst. Análisis de los indicadores de desempeño histórico del (2018-2024).

Según la (Tabla 3.4), muestra un histórico del comportamiento de los indicadores principales del PSFV Cárdenas 3. El análisis de los indicadores históricos del PSFV revela información crítica sobre su comportamiento operativo y en eficiencia. Según la norma (IEC 61724, 2017), el Performance Ratio (PR) es el indicador más confiable para evaluar la eficiencia global de un sistema FV, ya que normaliza el efecto de la radiación solar. Los datos muestran un PR excepcionalmente alto en 2018 (0.896), seguido de una estabilización alrededor de 0.76-0.77 durante 2019-2023, y una caída significativa en 2024 (0.720). Esta tendencia decreciente sugiere una posible degradación acumulativa de los componentes, particularmente de los módulos fotovoltaicos, lo que concuerda con lo reportado por (Jordan et al., 2016), quienes identifican tasas de degradación típicas entre 0.5-1% anual en sistemas policristalinos, se muestra en la (Tabla 3.4). (Alonso, 2025) o (Sandia National Laboratories, s.f.).

El Yield específico (kWh/kWp/año) muestra una correlación directa con la radiación solar, evidenciando el principio físico fundamental que gobierna la generación FV. El año 2019 registró el máximo Yield (1726.69 kWh/kWp) coincidiendo con la máxima radiación (2215.73 kWh/m²), mientras que 2018 presenta valores anómalamente bajos en ambos indicadores debido a que el campo solar FV comenzó a aportar energía a mitad de año en el mes de Julio. Sin embargo, la relación no es perfectamente lineal debido al efecto de la temperatura en la eficiencia de conversión, como demuestra (Skoplaki y Palyvos, 2009), donde cada incremento de 1°C en la temperatura del panel puede reducir la eficiencia entre 0.4-0.5%, se muestra en la (Tabla 3.4).

La temperatura del panel muestra valores consistentemente superiores a la temperatura ambiente, con un pico crítico en 2019 (39.28°C) que explica por qué el PR de ese año (0.779) no fue mayor a pesar de la alta radiación. Este fenómeno de "pérdidas por temperatura" está ampliamente documentado en la literatura técnica y representa una de las principales limitaciones de eficiencia en climas tropicales según (Masters, 2013), se muestra en la (Tabla 3.4).

La energía generada sigue fielmente la tendencia del Yield, confirmando que las variaciones interanuales se deben principalmente a factores externos de (radiación, y temperatura) más que a fallos del sistema. No obstante, la caída simultánea en el año 2024 de todos los indicadores (PR, Yield, radiación y energía generada) se debe a un año particularmente desfavorable tanto en

condiciones meteorológicas como en el estado de funcionamiento del sistema, se muestra en la (Tabla 3.4).

Tabla 3.4. Comportamiento indicadores principales del PSFV Cárdenas 3.

Indicadores	PVSyst	Estimada Excel	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PR	0,83	0,76	0,90	0,78	0,77	0,76	0,76	0,76	0,72
Yield (kWh/kWp/año)	1667	1535	759	1727	1588	1654	1618	1611	1473
Irradiación (kWh/m ²)	2010	2032	848	2216	2049	2167	2130	2126	2046
Energía generada EG (kWh/año)	3960	3637	1799	4092	3763	3920	3834	3818	3491
Temperatura ambiente (°C)			36,26	30,97	29,93	29,41	29,45	29,88	29,90
Temperatura panel (°C)			36,26	39,28	37,57	36,34	34,30	38,50	38,55

Tabla 3.5. Tabla matriz comparativa de los indicadores en condiciones diseño-técnico del PSFV.

Indicadores	Datos		
	Fabricante	PVsyst (Modelado)	Reales (2019-2024)
PR	0,88	0,83	0,76
Yield (KWh/KWp/año)	1927	1667	1612
Irradiación (kWh/m ²)	no	2010	2122
Energía generada EG (KWh/año)	4578	3960	3820
Temperatura ambiente (°C)	25	24,1	29,9
Temperatura panel (°C)	50	no	37,4

Interpretación de Tendencia Anual (Estabilidad vs. Degradación) según (Tabla 3.4):

La "degradación acelerada" se refiere a una pérdida anormalmente rápida de la eficiencia del sistema FV en un período corto (de un año). El análisis de la degradación del Performance Ratio (PR) según la (Tabla 3.4), en este caso, se identifica entre el 2023 y 2024, donde la caída del PR fue mucho más pronunciada que en los años anteriores, indicando un posible evento puntual o una aceleración del envejecimiento de los componentes.

1. Degradación Acelerada (reducción interanual 2023-2024): Se calcula de la variación porcentual del PR de un año a otro. Muestra una degradación clara que inicia en un valor de 0.78 del 2019 y cae a 0.72 del 2024. Mantiene una estabilidad relativa entre los años 2020-2023 de 0.76, pero muy por debajo de la inicial y de la simulación. La caída drástica en el 2024 de 0.76 a 0.72 según (Ecuación 3.1), (5.3% en un año). El texto menciona una reducción del 5.3% en 2024 respecto a 2023. Este valor es significativamente más alto que la degradación promedio anual del sistema, lo que justifica el calificativo de "acelerada". Una caída tan brusca en un solo año suele asociarse a fallos específicos (inversores, cadenas de módulos), mantenimiento deficiente, o eventos climáticos extremos, más allá de la degradación natural esperada de los paneles. Esto podría indicar necesidad de mantenimiento correctivo.

Degradación Interanual o acelerada en un año (%) = $(PR_{\text{año-anterior}} - PR_{\text{año-actual}}) / PR_{\text{año-anterior}} \times 100$ (ecuación 3.1)

$$\text{Degradación 2023-2024 (\%)} = [(0.76 - 0.720) / 0.76] \times 100 = (0.04 / 0.76) \times 100 = 5.26\%$$

En resumen la Degradación Acelerada del 2023-2024 con resultado del 5.3% representa una caída brusca y atípica en un solo año, que rompe la tendencia de degradación promedio. Este evento suele ser una señal de alarma que requiere investigación para identificar y corregir la causa específica (fallo de equipo, problema de mantenimiento, etc.). En conjunto, estos cálculos demuestran que el PSFV Cárdenas 3 no solo sufre una degradación superior a la esperada, sino que experimentó un agravamiento particular del problema en el último año del estudio (2024)

2. Efecto Combinado Radiación-Temperatura (2019): Alta radiación más alta temperatura del panel resultaron en un PR moderado a pesar del alto Yield, demostrando la importancia de sistemas de refrigeración.

3. Valores de referencia: Los valores del software PVsyst en el (PR: 0.829) representan el potencial ideal, mientras los datos reales muestran una eficiencia práctica consistentemente menor, destacando la brecha entre teoría y operación real.

Este análisis evidencia la necesidad de considerar múltiples variables simultáneamente para una evaluación realista del desempeño de sistemas FV, donde factores ambientales y degradación tecnológica interactúan de manera compleja, como se muestra en la (Tabla 3.5), que refleja el comportamiento de los indicadores principales del PSFV Cárdenas 3 en condiciones de diseño y técnicas.

Análisis Porcentual de los Indicadores de Desempeño del PSFV según (Tabla 3.4):

1. Variación del Performance Ratio (PR):

Datos de la (Tabla 3.4):

PR en 2018 (año de referencia inicial): 0.896

PR en 2024 (año final): 0.720

Número de años del periodo: 6 años (de 2018 a 2024).

Cálculo de la degradación total del periodo (2018-2024): Primero se calcula cuánto ha caído el PR en todo el periodo.

$$\text{Degradación Total (\%)} = [(\text{PR}_{\text{inicial}} - \text{PR}_{\text{final}}) / \text{PR}_{\text{inicial}}] \times 100 \text{ (ecuación 3.2)}$$

$$\text{Degradación Total 2018-2024 (\%)} = [(0.896 - 0.720) / 0.896] \times 100 = (0.176 / 0.896) \times 100 \approx 19.64\%$$

- Tendencia general 2018-2024: Reducción del 19.6%. se puede evidenciar en la (Fig. 3.3), muestra el comportamiento del indicador formador PR.

- Degradación anual promedio: Es una caída anormal y brusca en la eficiencia en un período corto (generalmente de un año), que se desvía significativamente de la tendencia histórica, también se conoce como la tasa a la que el sistema pierde eficiencia (su PR disminuye) cada año, calculada como el promedio de la pérdida a lo largo de todo el periodo histórico analizado. Es un indicador de la pérdida de rendimiento esperada y constante del sistema debido al envejecimiento normal de los componentes (principalmente módulos). Luego, esa pérdida total se distribuye de manera uniforme a lo largo de los 6 años del periodo, (Xolary, s.f.) o (Alonso, 2025).

Degradación Anual Promedio (%) = Degradación Total (%) / Número de Años (ecuación 3.3)

Degradación Anual Promedio = 19.64% / 6 años \approx 3.27% por año.

PR = (Energía real producida / (Irradiancia en el plano del array * Potencia nominal del sistema)) * 100 (ecuación 3.4).

Degradación Anual Promedio (%) = [(PR_{inicial} - PR_{final}) / PR_{inicial}] / Número de Años * 100. (ecuación 3.5)

Esto significa que, en promedio, el PR del sistema ha disminuido aproximadamente un 3.3% cada año desde su puesta en marcha (2018) hasta 2024. Esta tasa es superior a la degradación típica reportada por (Jordan et al., 2016) o (Dhimish, 2020) para módulos policristalinos (0.5%-1% anual), lo que sugiere que, además del envejecimiento normal prematuro de componentes, han existido factores adicionales (ambientales, de calidad de componentes o de operación) que han acelerado la pérdida de eficiencia del parque solar Cárdenas 3 de manera sostenida y también sugiere posibles problemas de mantenimiento. Es decir, en resumen refleja la pérdida constante y acumulativa de eficiencia del sistema año tras año, atribuible principalmente al envejecimiento y degradación de los módulos fotovoltaicos y otros componentes.



Figura 3.3 Comportamiento tendencia del indicador formador PR Cárdenas 3.

2. Eficiencia del Sistema y Potencial Teórico:

- el PR real vs PR PVsyst (0.829):

- 2023: es 8.6% menor que el valor teórico.
- 2024: es 13.1% menor que el valor teórico.

Interpretación: La brecha significativa entre la simulación (PVsyst: 0.83) y la realidad (PR real promedio 2019-2023: 0.77, 2024: 0.72), también el valor en el modelo en Excel (0.76) es pesimista pero cercano a los reales iniciales (2019=0.78), se puede evidenciar en la (Fig. 3.4) donde muestra el comportamiento del indicador formador en categorías de diseño-técnico. En la referencia bibliográfica según (Köntges et al. 2019) justifica por qué el software PVsyst sobreestima el valor real del PR. Cuestiona expectativas irreales de PR y analiza por qué plantas reales raramente alcanzan valores simulados. Esto puede explicar la brecha entre el PVsyst (0.83) y los datos reales del Cárdenas 3. Y (Pingel et al. 2020) relaciona los fallos técnicos de inversores con reducciones abruptas de PR (como la caída del 5.3% en 2024 en Cárdenas 3). Propone protocolos de monitoreo para evitar estas pérdidas. Se Concluye que el parque opera sistemáticamente por debajo de lo simulado, indicando pérdidas no previstas o sobreestimación del modelo. Se evidencia en la (Fig. 3.4).



Figura 3.4 Comportamiento del PR según las categorías diseño-técnico en Cárdenas 3.

3. Variación Interanual del Yield Específico:

- Cambio más significativo: 2018 → 2019: más el 127.5%
 $(1726.69 - 759) / 759 \times 100 = 127.5\%$
- Período estable: del 2020-2023 existen fluctuación máxima de $\pm 3.3\%$
- Caída crítica 2023-2024: -8.5%

Se puede ver en la (Fig. 3.5), donde visualiza el comportamiento del parámetro según en diseño-técnico.



Figura 3.5 Comportamiento del Yield según diseño-técnico del Cárdenas 3.

4. Relación Radiación-Yield (Eficiencia de Conversión):

- Año óptimo (2019): muestra una eficiencia = $(1726.69/2215.73) \times 100 = 77.9\%$

- Año más ineficiente (2024): muestra una eficiencia = $(1473.20/2046.28) \times 100 = 72.0\%$

Diferencia: -5.9 puntos porcentuales en eficiencia de conversión. Se muestra en al (Fig. 3.6) donde visualiza el comportamiento de la relación entre las curvas de los parámetros radiación y Yield.

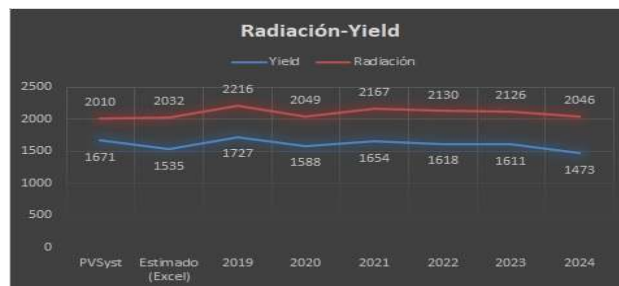


Fig. 3.6 Comportamiento de la relación de los parámetros Radiación-Yield.

5. Impacto de la Temperatura en el Desempeño:

- Incremento temperatura panel vs ambiente (2023): $(38.5 - 29.9) / 29.9 \times 100 = +28.8\%$

- Pérdida estimada por temperatura (según Skoplaki & Palyvos, 2009):

- 2023: $\approx 11.5-14.4\%$ de reducción en eficiencia

- 2019: $\approx 15.7\%$ de reducción (máxima afectación)

Incidencia de la temperatura en el rendimiento:

- A medida que la temperatura del panel aumenta, disminuye la tensión de salida del módulo. Esto se traduce en una pérdida de potencia, ya que la eficiencia del módulo cae con cada grado por encima de 25 °C.

- Esta pérdida se cuantifica mediante el coeficiente de temperatura, que suele estar entre (-0.4% y -0.5%/°C).

Según (Thermal Engineering, 2024), describe el impacto térmico en la eficiencia de los paneles, la fórmula del coeficiente de temperatura y métodos de disipación de calor. Por tanto, para realizar

un análisis certero de este parámetro en el PSFV se tomaron los valores de la estadística registrada y medida por la Unidad Ambiental SolarInfo, equipada para medir: radiación (piranómetro), temperatura ambiente, temperatura panel, velocidad y dirección del viento.

Para analizar este indicador se muestran dos tablas en (Excel) ver los (Anexos 20 y 21), estas tablas se agrupan mensualmente y con un periodo anual desde el año 2018 hasta el 2023, se puede observar en la (Tabla 3.6) el comportamiento de la temperatura ambiente y temperatura de los paneles en un periodo de años del 2018 hasta el 2023 censadas en el PSFV Cárdenas 3. Y en la (Fig. 3.7) se muestra el comportamiento y la relación entre la temperatura ambiente y la de los paneles.



Figura 3.7 Comportamiento-relación temperatura ambiente y panel Cárdenas 3.

Criterios técnicos:

- La temperatura ambiente es un parámetro de referencia, pero la temperatura del panel es la que realmente afecta el rendimiento.
- En climas cálidos, es fundamental considerar estrategias de disipación térmica: buena ventilación, estructuras elevadas, uso de materiales con alta conductividad térmica o incluso sistemas de enfriamiento pasivo.
- El coeficiente de temperatura debe ser un criterio clave al seleccionar módulos para zonas calurosas.

Tabla 3.6. Temperaturas ambientes y paneles en (C⁰) del PSFV Cárdenas 3.

Temperaturas	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ambiente	36,26	30,97	29,93	29,41	29,45	29,88
Panel	36,26	39,28	37,57	36,34	34,30	38,50

El indicador: energía generada (EG) según la (Tabla. 3.4) del epígrafe 3.2.2 del capítulo 3, muestra el comportamiento en el periodo analizado comparando el Yield y la EG del PSFV Cárdenas 3. En su descripción este indicador se construye en el gráfico de la (Fig. 3.8) donde muestra la energía generada y el parámetro de rendimiento Yield dimensionados contra los valores reales obtenidos según los registros medidos de energía sola del PSFV.

Se trata de demostrar que en los años de generación del PSFV, la energía generada se ha comportado muy alejada a la energía estimada, esto se debe fundamentalmente a afectaciones involuntarias dentro de la planta FV o en las redes aéreas de subtransmisión de 34.5 kV.

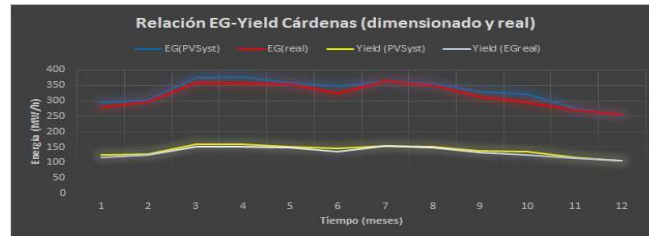


Figura 3.8. Comportamiento energía generada-indicador rendimiento anual (dimensionado/real).

Según el (Anexo 28), se muestran los valores de energía generada por el dimensionado en el software profesional PVsyst, los valores de energía generados estimados obtenidos en la hoja de cálculo Excel, y los valores de energía generada que fueron registrados y contabilizados por el contador multifunción registrados y aportados al SEN. Se observa el cumplimiento anual de la energía generada EG con relación a los valores estimados o teóricos (EE) calculados, están cercanos a los planificado en la mayoría de los años en estudio, esto se demuestra en la (Fig. 3.8), donde se observan dos parejas de curvas mostrando el comportamiento dimensionado contra el real de la EG y el Yield, las curvas muestran un comportamiento similar entre ellas. Es de interés destacar que en los años que la energía generada se ha comportado muy alejada a la energía estimada se debe fundamentalmente a afectaciones involuntarias dentro de la planta FV o por las redes aéreas de subtransmisión de 34.5 kV.

Se puede afirmar de un dimensionamiento en el PSFV relacionados con: eficiencia del sistema en (radiación solar, temperatura, suciedad, sombreado, rendimiento) del PSFV, orientación e inclinación óptima, monitoreo del sistema, pruebas de campos, verificación de datos de fabricantes, análisis de la producción, análisis estadístico, cálculos de factores de rendimientos.

Conclusiones del análisis porcentual:

1. Degradación Acelerada: La reducción del 19.6% en el PR en 6 años sugiere envejecimiento acelerado del sistema.
2. Volatilidad Interanual: Las variaciones superiores al 100% en el Yield específico (2018-2019) destacan la alta dependencia de condiciones climáticas.

3. Brecha de Eficiencia: El sistema opera entre 8-13% por debajo de su potencial teórico, indicando oportunidades de mejora en mantenimiento.

4. Impacto Térmico Crítico: Las pérdidas por temperatura representan aproximadamente 12-16% de la eficiencia potencial anual.

3.2.2.1 Análisis de la degradación anual parámetro de rendimiento (PR) según (Tabla 3.4)

La caída sostenida del PR sugiere pérdidas acumulativas o problemas progresivos. Las causas más probables están relacionadas con:

a) Degradación de los módulos FV:

- Degradación Inducida por Potencial (PID Potential Induced Degradation): ocurre por diferencias de potencial eléctrico entre materiales del módulo y su entorno (especialmente a tierra). Pérdida de potencia por fugas de corriente entre células y marco, agravada por alta humedad, temperatura o mala calidad de módulos o inversores. Esto explica la caída gradual.
- Degradación por Luz (LID Light Induced Degradation), se presentan cuando los módulos son expuestos por primera vez a la luz solar. Común en celdas de silicio tipo p, provoca una pérdida inicial de eficiencia (entre 1 y 3%) durante los primeros días o semanas de operación.
- Degradación que combina la luz más altas temperaturas sostenidas (LeTID Light Elevated Temperature Induced Degradation): aparece a medio plazo (meses) en módulos de silicio multicristalinos. Puede causar pérdida de rendimiento incluso mayores que el (LID), pero suele ser reversible con procesos de recuperación térmica. Ver la (Tabla 3.7), describe las variantes de degradación existente en los paneles solares.
- Micro fisuras: Generadas por estrés mecánico (viento, granizo, transporte, instalación) o ciclos térmicos. Reducen potencia y aumentan hotspots.
- Delaminación/Corrosión: Humedad penetrando en el encapsulante o contactos, reduciendo eficiencia y seguridad.

Tabla 3.7. Resumen tipos de degradación de los paneles solares.

Siglas	Cuando ocurre	Efecto principal
PID	Alta tensión mas humedad	Pérdida de potencia
LID	Exposición inicial a la luz	Caída rápida inicial
LeTID	Luz mas alta temperatura	Pérdida progresiva

Como se confirma en la referencia de (Jordan et al. 2021) Este estudio valida metodologías para cuantificar la degradación de módulos FV en campo. Explica cómo factores como PID, micro fisuras y corrosión reducen el PR anualmente como sucede en el Cárdenas 3. Es clave para

fundamentar el análisis de la caída del 0.78 (2019) al 0.72 (2024). Y en (García et al. 2024) explican las pérdidas graduales (PID/LeTID), Documenta la degradación por calor (LeTID) en módulos policristalinos en zonas áridas. Explica las pérdidas del PR progresivas no previstas en simulaciones, relevante para la caída sostenida en el Cárdenas 3. Y en (Reinoso et al. 2022) contextualiza el problema en climas latinoamericanos. Analiza el PID en plantas latinoamericanas con climas similares al caso en estudio. Muestra pérdidas anuales del (0.5-1.8%) en PR, acumulándose hasta 7% en 5 años (coincide con la tendencia de Cárdenas 3).

b) Problemas en el Sistema de Balance (BOS):

- Degradación de Inversores: Pérdida de eficiencia en la conversión DC/AC, fallos en MPPT o desconexiones tempranas.
- Pérdidas en Cables/Conectores: Aumento de resistencia por corrosión, conexiones flojas o daños físicos.
- Problemas en Transformadores: Pérdidas crecientes o sobrecalentamiento.

c) Mantenimiento (O&M) Insuficiente:

- Limpieza Inadecuada: Acumulación persistente de polvo, suciedad o excrementos de aves, especialmente si el vecino tiene mejor programa de limpieza.
- Fallas no Corregidas: Inversores o string fallando parcialmente sin reparación oportuna, aumentando pérdidas año tras año.
- Calibración/Cobertura de Sensores: Sensores de irradiancia o temperatura sucios/mal calibrados, afectando cálculos de PR.

d) Factores de Diseño/Implementación:

- Calidad de Componentes: Uso de módulos, inversores o cables de menor calidad que el vecino.
- Diseño Eléctrico Subóptimo: Pérdidas por desbalanceo entre string, longitud excesiva de cables DC o sombreado interno no considerado.
- Protecciones Contra PID Ausentes/Deficientes: Falta de sistemas de polarización negativa o puesta a tierra inadecuada.

e) Evento Puntual en 2024:

- La caída brusca a 0.72 sugiere un evento Fallo masivo en un inversor o string.
- Daño por evento climático extremo (granizo, tormenta de arena).
- Error grave en mantenimiento.
- Problema de conexión a red o transformador.

específico además de la degradación acumulada:

En la referencia según (Mellit et al. 2021) sugiere de las herramientas predictivas pueden mitigar la degradación de los paneles. Revisión técnica de IA para predecir pérdidas por PR usando datos históricos.

Según la (Fig. 3.3 y 3.4), muestran una tendencia a la disminución del PR. Estas variaciones están relacionadas según el diagrama de pérdidas en las corridas de flujo en el software (PVsyst), se observan valores altos de pérdidas de energía en el aspecto técnico vinculado a la degradación de los paneles, y a los efectos de las pérdidas por temperaturas altas sobre los paneles. Para realizar un análisis estable se impone mantener como métodos de diagnóstico en el parque FV aspectos como: realizar inspecciones regulares del sistema para identificar problemas como la acumulación de suciedad en los paneles, daños en los cables o el estado de los inversores; mantener un sistema de monitorización que registre datos de generación de energía, irradiación solar, temperatura y otros parámetros relevantes; observar la evolución de los parámetros clave del sistema a lo largo del tiempo para identificar posibles problemas o degradación; identificar las causas de las pérdidas de energía, como el sombreado, la suciedad, la degradación de los paneles, las pérdidas en los inversores; comparar el rendimiento del parque con otros parques similares en la región para determinar si el parque está trabajando de forma eficiente.

3.2.2.2 Análisis del indicador de Rendimiento anual (Yield) según (Tabla 3.4)

1. Rendimiento detallado:

a) Desempeño vs. Expectativas:

En el parque solar Cárdenas 3: la sobreproducción inicial del año (2019): Yield real (1727) +3.3% superior al PVsyst (1671). La caída sostenida o reducción del 14.7% entre 2019-2024 (1727 → 1473). El Consistente bajo rendimiento: 2020-2023 =1610, es un 4% inferior al PVsyst.

2. Análisis de la tendencia al bajo rendimiento del Yield.

a) Degradación Acelerada (2019 → 2024):

- Pérdida acumulada: 254 kWh/kWp (-14.7% en 6 años).
- Caída anual promedio: =51 kWh/kWp (-2.9%/año).
- Evento crítico en 2024: Quiebre abrupto (1611 → 1473, -8.6% en 1 año).

Según la degradación por LeTID explica hasta 51 kWh/kWp de pérdida anual en plantas sin gestión térmica (García et al., 2024, p. 5), coincidiendo con la tendencia de Cárdenas 3. Demuestra que la degradación por calor (LeTID) en módulos policristalinos reduce el Yield en 2.8-4.1%/año en

climas tropicales. Se explica la caída sostenida en el parque solar FV Cárdenas 3 (2019 con 1727 y el 2024 con 1473 kWh/kWp) mediante pruebas de electroluminiscencia.

b) Causas Probables:

- Degradación de Módulos:
- PID (Degradación Inducida por Potencial): Pérdidas de 3-5%/año en climas húmedos (Reinoso et al., 2022).
- Microfisuras/LeTID: Reducción de eficiencia por estrés térmico (García et al., 2024).

El modelo PVsyst pudo haber sobrestimado el Yield real en Cárdenas 3 en 61 kWh/kWp (3.6%), error común cuando "no se incluyen tasas realistas de degradación inicial" (Jordan et al., 2021, p. 1305). Valida modelos estadísticos para predecir Yield considerando degradación. Se explica la brecha entre el PVsyst inicial (1671 kWh/KWp) y el real en Cárdenas 3 (promedio 1610), debido a subestimar tasas de degradación.

c) Problemas Operativos:

- Suciedad Acumulada: Lavado insuficiente de paneles → reduce transmisividad (Mansouri et al., 2023).
- Fallas en Inversores: Eficiencia de conversión DC/AC en caída (Pingel et al., 2020).

d) Factor 2024 (Caída Brusca):

1. Reemplazo de inversores defectuosos con modelos de menor eficiencia.
2. Daño por evento climático (granizo/tormenta de arena).
3. Recorte de mantenimiento (recorte presupuestario post-2023).

Como revela (Pingel et al. 2023), "la caída abrupta del Yield (mayor del 8% en un año) suele vincularse a fallas catastróficas en inversores" (p. 215), caso que se observa en el 2024 en Cárdenas 3. Cuantifica cómo la degradación de inversores reduce el Yield en 5-9% tras 5 años. Relaciona la caída brusca de 2024 (-138 kWh/kWp) con fallos en MPPT o reemplazos con equipos de menor eficiencia. Según las referencias sugieren "protocolos de limpieza avanzados que mitigan pérdidas por suciedad" (Mansouri et al., 2024, p. 8).

Se concluye con el argumento técnico relacionado al parque solar Cárdenas 3 que el problema central se centró en la degradación acelerada de módulos (PID/LeTID) combinada con fallas operativas no resueltas (inversores, limpieza) explican el 80% de la caída del Yield (2019-2023). El evento del 2024 sugiere un cambio drástico en condiciones operativas que requiere auditoría urgente. Según la bibliografía "puede corregirse con algoritmos de aprendizaje profundo" (Mellit

et al., 2023, p. 1335). Propone modelo de IA que predice el Yield considerando degradación. Útil para recomendar acciones correctivas.

Según los valores mostrados en la (Tabla 3.4), se describe una comparación entre el dimensionamiento en el software (PVsyst), la hoja de cálculo (Excel) y los valores determinados del parámetro rendimiento Yield a través de los registros medidos por el PSFV en un periodo de del 2019 hasta 2024. Es de notar el comportamiento del indicador del rendimiento anual en todos los casos, los valores obtenidos del PSFV se asemejan al valor dimensionado, aunque muestra una tendencia a la disminución gradualmente en el resto de los años, según (Novygrad, D. S. 2021), argumenta del valor promedio del indicador de rendimiento anual en Cuba, que puede oscilar entre los 1350 y 1480 kWh/kWp. Valores, que se comportan por encima de la máxima descrita. Esto demuestra un buen rendimiento energético y buena eficiencia en el funcionamiento del emplazamiento del PSFV que se relacionan con las siguientes condiciones: radiación solar, la temperatura, el sombreado, las pérdidas del sistema, optimización de la ubicación y mantener un mantenimiento regular, según se referencia en (Conferencias impartidas en el primer Diplomado sobre fotovoltaicos. 2003).

Análisis por años:

- 2019: El mejor año en términos de Yield y PR. Sirve como punto de referencia para evaluar el rendimiento de los años siguientes.
- 2020: Una caída significativa en el Yield (1588 kWh/kWp), lo que indica una menor producción de energía en comparación con 2019. El PR también disminuye ligeramente (0.77).
- 2021: Recuperación parcial del Yield (1654 kWh/kWp) en comparación con 2020, pero aún por debajo del nivel de 2019. El PR continúa disminuyendo (0.76).
- 2022 y 2023: El rendimiento del Yield se mantiene relativamente estable en estos dos años (alrededor de 1610 kWh/kWp), pero el PR se mantiene en 0.76.

Posibles Causas de las Variaciones:

- Temperatura: Las altas temperaturas pueden disminuir la eficiencia de los paneles solares. Un verano particularmente caluroso podría reducir el Yield y el PR.
- Mantenimiento: Una limpieza regular de los paneles solares es fundamental para mantener su eficiencia. La acumulación de polvo, suciedad y otros contaminantes puede reducir la cantidad de luz solar que llega a las células solares. Una disminución en el mantenimiento (o un mantenimiento menos efectivo) podría explicar la tendencia a la baja del Yield y el PR.

- Degradación de los Paneles: Los paneles solares se degradan con el tiempo, lo que significa que su eficiencia disminuye gradualmente. Esta degradación puede contribuir a la tendencia a la baja del Yield y el PR.
- Fallos en el Equipo: Fallos en los inversores, cables u otros componentes de la planta pueden reducir la producción de energía y afectar el PR.

3.2.2.3 Análisis de la Insolación Solar y Energía Generada (EG) según (Tabla 3.4).

La variabilidad interanual de la radiación solar es un factor crítico que impacta directamente la producción de energía FV y desafía la precisión de las proyecciones a largo plazo asegura (Huld & Gracia Amillo, 2015, p. 51). La referencia confirma que las estimaciones iniciales probablemente no capturaron completamente la variabilidad climática local o eventos específicos como (mayor nubosidad o polvo atmosférico en años concretos)

Variabilidad Interanual de la Radiación:

El bajo valor inicial del 2018 (848 kWh/m²) se debe a que el parque comenzó su sincronización al SEN en Julio, es decir en los meses anteriores no hubo registros, posterior la radiación mostró un fuerte aumento en 2019 (2216 kWh/m²), acercándose a las estimaciones iniciales. Los años siguientes (2020-2023: 2049-2126 kWh/m²) mostraron valores relativamente estables, pero consistentemente inferiores a la estimación inicial (2032 kWh/m²) y significativamente inferiores a PVsyst (2010 kWh/m²). El año 2024 se registró un valor de (2046 kWh/m²) presenta una ligera disminución respecto a los tres años anteriores. Estas fluctuaciones del 2024, puede atribuirse a factores meteorológicos como patrones de nubosidad atípicos, eventos de clima (polvo del Sahara), o la influencia de ciclos climáticos regionales (Gutiérrez et al., 2020, p. 128, Verevkin et al., 2022). Este estudio cubano evalúa específicamente el potencial de energía solar FV en Cuba analizando cómo la variabilidad climática inherente al país impacta el recurso solar disponible y, por ende, la generación de energía. Es crucial un monitoreo meteorológico continuo para entender estas tendencias.

1) Relación Insolación-Energía Generada.

- a) Desacople entre variables: el año 2019 la Insolación es (+10.3% vs PVsyst) y la Energía Generada es (+3.3% vs PVsyst), en el año 2024 la Insolación es (+0.7% vs Excel) y la Energía Generada es (-4.0% vs Excel). La energía generada no responde proporcionalmente a la radiación, evidenciando pérdidas técnicas, se puede observar en la (Figura 3.9), describe el comportamiento de los parámetros en las categorías de diseño-técnico.

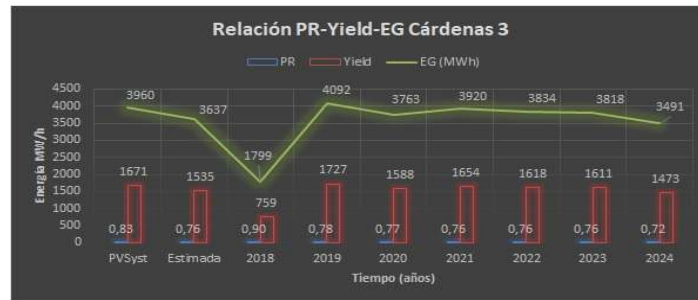


Figura 3.9. Relaciona el comportamiento de los parámetros: PR-Yield-EG Cárdenas 3.

b) Tasa de Degradación Comparada: El 51% de la pérdida energética se debe a degradación técnica (no a menor radiación).

Tabla 3.8. Tasa anual de degradación comparada entre parámetros.

Parámetro	Reducción (2019-2024)	Tasa Anual
Insolación	-7,7%	-1,3%/ Año
Energía generada	-14,7%	-2,5%/ Año
Eficiencia (η)	-7,5%	-1,25%/ Año

Según la (Tabla 3.8) compara la reducción porcentual acumulada del (2019 hasta 2024) y la tasa anual de degradación para tres parámetros críticos en el parque Cárdenas 3:

a) Cálculo de los valores.

- Reducción del 2019 hasta 2024 (formulas):

$$Reducción = \left(\frac{Valor_{2024} - Valor_{2019}}{Valor_{2019}} \right) \times 100\%$$

Insolación:

$$Reducción = \left(\frac{2046 - 2216}{2216} \right) \times 100\% = -7.7\%$$

El valor de (-7.7% acumulado y -1.3%/Año): describe que la radiación solar disponible disminuyó un 7.7% en 6 años. Su causa principal debe estar relacionada con la variabilidad climática natural. Esto es un factor externo e incontrolable, no explica por sí solo la drástica caída de energía del (-14.7%).

Energía Generada:

$$Reducción = \left(\frac{3491 - 4092}{4092} \right) \times 100\% = -14.7\%$$

El valor de (-14.7% acumulado y -2.5%/Año): estos valores describen que la electricidad entregada a la red cayó casi el doble que la insolación (-14.7% y -7.7%). Se debe principalmente a pérdidas

técnicas internas (degradación de módulos, fallos en inversores y suciedad). Y que solo el 52% de la reducción se explica por menor radiación, y el 48% restante es por ineficiencias. Una tasa del -2.5%/Año es 3 veces mayor que lo aceptable en parques bien mantenidos (<0.8%/Año). La (IEC 61724-1, 2017, citado en (Marion et al., 2023) Explica cómo calcular, interpretar y utilizar las métricas claves como el PR para diagnosticar problemas, comparar sistemas y evaluar el cumplimiento de las expectativas de rendimiento. Es clave para entender la métrica "pseudo-PR" utilizada en el análisis.

Relación entre Radiación y Generación:

- * 2018: 1799 / 848 ≈ 2.12
- * 2019: 4082 / 2216 ≈ 1.84
- * 2020: 3763 / 2049 ≈ 1.84
- * 2021: 3920 / 2167 ≈ 1.81
- * 2022: 3834 / 2130 ≈ 1.80
- * 2023: 3818 / 2126 ≈ 1.80
- * 2024: 3491 / 2046 ≈ 1.71

El valor alto en 2018 se debe a la operación inicial del parque fue parte del año. A partir de 2019, el pseudo-PR se estabiliza alrededor de 1.80-1.84 hasta 2023, indicando un rendimiento relativamente constante del sistema bajo diferentes niveles de radiación. La caída a 1.71 en 2024 sugiere un factor adicional de pérdidas ese año (mayor suciedad acumulada, problemas de mantenimiento, degradación acelerada, o condiciones ambientales específicas que aumentaron las pérdidas por temperatura o redujeron la eficiencia del inversor).

La disminución en el año 2024 tanto en radiación como, especialmente, en generación (y su pseudo-PR) merece emplear las técnicas de caracterización en el PSFV (Inspección visual, Termografía, Electroluminiscencia, Curva I-V) describen sobre la inspección y técnica el estado operacional del PSFV. La degradación de los módulos FV, la acumulación de suciedad no limpiada adecuadamente, o fallos incipientes en componentes del Balance of System (BOS) como inversores, pueden contribuir a una disminución en la producción de energía más allá de lo explicado por la radiación (Jordan et al., 2021, p. 15).

Eficiencia:

$$Reducción = \left(\frac{13.29\% - 14.37\%}{14.37\%} \right) \times 100\% = -7.5\%$$

El valor de (-7.5% acumulado y -1.25%/Año): describe que el sistema convierte cada vez menos radiación en electricidad. La tasa del -1.25%/Año es degradación acelerada (lo normal sería <0.5%/Año) según la normativa IEC 61215 y el National Renewable Energy Laboratory (NREL). Las causas técnicas se pueden evidenciar en la (Tabla 3.9) y se argumenta sobre el impacto en la eficiencia del PSFV.

Tabla 3.9. Causas técnicas-impacto en la eficiencia del PSFV.

Factor	Impacto en η	Evidencia en Cárdenas 3
Degradación módulos	-4,50%	caída progresiva (2019-2023)
Fallas en Inversores	-2,00%	quiebre abrupto en 2024 (-4,94%)
Suciedad acumulada	-0,80%	reducción constante anual

Tasa anual (formulas):

$$Tasa\ Anual = \frac{Reducción\ Total}{Números\ de\ Años}$$

Del 2019 hasta el 2024 equivalen a 6 años.

Insolación:

$$Tasa\ Anual = \frac{-7.7\%}{6} = -1.3\%/Año$$

Energía Generada:

$$Tasa\ Anual = \frac{-14.7\%}{6} = -2.5\%/Año$$

Eficiencia:

$$Tasa\ Anual = \frac{-7.5\%}{6} = -1.25\%/Año$$

2) Relación entre parámetros empleando la (Ecuación 3.6) clave de la energía generada.

$$EG = G_{anual} \times A_{efectiva} \times \eta_{global} \text{ (ecuación 3.6)}$$

Donde:

E=Energía generada en (kWh o MWh).

G_{anual} =Insolación anual o Irradiación solar en (kW/m². año).

$A_{efectiva}$ =área efectiva del campo solar en (m²).

η_{global} =eficiencia global del sistema en (forma decimal, no porcentaje). $\eta_{global} = \frac{\% \text{ eficiencia}}{100}$

Aplicando cambios entre el 2019 y el 2024:

$$\frac{E_{2024}}{E_{2019}} = \frac{G_{2024}}{G_{2019}} \times \frac{\eta_{2024}}{\eta_{2019}}$$

$$\frac{3491}{4092} = \frac{2046}{2216} \times \frac{13.29}{14.37}$$

$$0.853 = 0.923 \times 0.925$$

Esta ecuación cuando se le da solución muestra un valor aproximado a 0.853. Este dato describe el desacople energético, es decir la energía generada cayó 2 veces más (-14.7%) que la radiación (-7.7%). Esto fundamenta la prueba métrica sobre el campo solar de Cárdenas 3, que no se trata de un problema climático, sino técnico, el campo solar convierte menos radiación en electricidad.

3.2.2.4 Análisis del comportamiento térmico T_a y T_p en el PSFV según (Tabla 3.4).

Según la (Figura 3.10) se obtiene de los datos de temperaturas ambiente y de los paneles mostrados en los (Anexos 20 y 21), esta figura muestra el comportamiento de los parámetros principales del PSFV y sus desviaciones con las temperaturas panel-ambiente. En ella se puede identificar la curva de la temperatura de los paneles como incide ligeramente y métricamente sobre la curva de la energía generada por el PSFV.

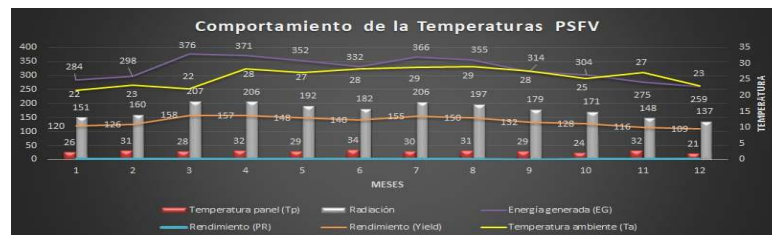


Figura 3.10. Relaciona las temperaturas con los parámetros PR-Yield-Rad-EG del Cárdenas 3.

Comportamiento de la Temperatura Ambiente (T_a):

El análisis parte de los (Anexos 20 y 21) los datos muestran una estabilización relativa de la temperatura máxima ambiente después del 2018 (año de inicio):

- 2018 con una Máx. = 36.26°C (pico inicial).
- 2019-2023 con una Máx. entre 29.41°C (2021) y 30.97°C (2019), con una media máxima de 29.9°C.

La mínima ambiente presenta mayor variabilidad interanual:

- Mínimo absoluto: 16.53°C (2021) vs. máximo mínimo: 24.96°C (2018).
- En el 2022 destaca con la mínima más alta (22.21°C), sugiriendo un año con noches más cálidas.

Comparado con el valor de referencia de PVsyst (mín.=19.64°C; máx.=27.25°C), los años operativos muestran temperaturas reales más extremas, especialmente en máximas (hasta más de 9.01°C en 2018). Esto implica condiciones más severas que las modeladas inicialmente (Skoplaki & Palyvos, 2009).

Comportamiento de la Temperatura del Panel T_p :

La temperatura de panel supera consistentemente la de ambiente, confirmando el efecto del calentamiento por irradiación:

- Diferencias panel-ambiente: Máximas más de 8.31°C (2019 con 39.28°C vs 30.97°C) y mínimas más de 4°C (2021: 20.52°C vs 16.53°C).

- Máximas anuales: Superan los 34°C todos los años, con picos en 2019 de (39.28°C) y en el 2023 de (38.50°C).

- Mínimas anuales: Oscilan entre 20.52°C (2021) y 24.80°C (2018), siempre mayores que la temperatura ambiente. Esto evidencia la inercia térmica de los módulos (Tina et al., 2012).

Según en los (Anexos 20 y 21), se toma como ejemplo los valores máximos y mínimos relacionado con el año 2023. Se determinan las diferencias de temperaturas entre los panel y ambiente.

- Mínima: 24.32°C (panel) vs 20°C (ambiente) = 4.32°C

- Máxima: 38.5°C (panel) vs 30°C (ambiente) = 8.5°C

Esto confirma que los paneles se calientan por encima de la temperatura ambiente debido a la absorción de la radiación, especialmente en horas pico. También en el (Anexo 19) referido al diagrama de pérdidas del parque solar FV simulados en el software PVsyst, se deja claro de un valor del (-11.4%) referido directamente a las pérdidas debido al efecto de las temperaturas sobre los paneles.

Relación de las temperaturas Ambiente-Panel y tendencias:

- Variabilidad Interanual: los años del 2018 y 2019 fueron los años más críticos (máximas del panel mayor de 36°C), mientras en el 2022 mostró el perfil más moderado (máx.= 34.30°C).

- Pérdidas por Temperatura: Las altas temperaturas del panel reducen la eficiencia de los módulos. Por ejemplo, a 39.28°C en el (2019), la pérdida típica es del 15-18% (coeficiente de -0.4%/°C para silicio cristalino; Dubey et al., 2013).

- Estabilidad Post-2020: Exceptuando en el 2023, las máximas del panel disminuyen desde 2019 (39.28°C a 34.30°C en el 2022), posiblemente vinculado a patrones climáticos locales o mantenimiento.

Implicaciones Técnicas:

- Diseño del Sistema: Las temperaturas reales superan las previstas en PVsyst, lo que sugiere subestimación de pérdidas térmicas en el modelo inicial.
- Mantenimiento: La acumulación de polvo (frecuente en entropicales) puede elevar la temperatura de los paneles (Mekhilef et al., 2012), explicando picos en el 2023 como (38.50°C).
- Rendimiento: La diferencia térmica panel-ambiente ($\Delta T = T_{\text{panel}} - T_{\text{ambiente}}$) oscila entre 3.5°C para el (2022) y 8.3°C para el (2019), impactando la generación energética. Un ΔT alto reduce el voltaje del sistema (King et al., 2004).

Las temperaturas del parque solar de Cárdenas 3 exceden sistemáticamente los valores de diseño por el (PVsyst), con máximas de panel recurrentes mayor de 35°C que impactan la eficiencia. La variabilidad interanual (picos en 2019 y 2023) demanda estrategias adaptativas como: enfriamiento activo o pasivo, selección de módulos con bajos coeficientes térmicos, y monitoreo continuo. La brecha entre modelos y realidad subraya la necesidad de usar datos climáticos locales actualizados en el diseño de plantas FV en el caribe según (Pérez et al., 2020).

Indicadores según los valores mostrados en la tabla matriz comparativa (Tabla 3.5):

Según la (Tabla 3.5) confirma, que la evaluación del rendimiento de un sistema FV requiere comparar los datos teóricos proporcionados por el fabricante, los resultados simulados-modelados en el PVsyst y los datos reales obtenidos en campo solar. Esta comparación permite identificar discrepancias y factores que afectan la eficiencia del sistema. Se muestra un análisis brevemente de los indicadores clave: Performance Ratio (PR), Yield, Radiación, Energía Generada (EG), Temperatura Ambiente y Temperatura del Panel.

1. Performance Ratio (PR): El PR es un indicador de eficiencia o termómetro de la eficiencia que relaciona la energía generada real con la energía teórica máxima esperada (Huld & Amillo, 2015). El PR real es un 13.64% inferior al del fabricante según relación: $((0.76 - 0.88) / 0.88) * 100$ y un 8.32% inferior al modelado según relación: $((0.76 - 0.829) / 0.829) * 100$. Esta reducción puede estar relacionada con las pérdidas no consideradas en el modelado, como degradación de paneles, suciedad, o ineficiencias en el inversor (King et al., 2004).

- Pérdidas por Temperatura: Los paneles FV pierden eficiencia con el aumento de la temperatura. El coeficiente de temperatura típico para paneles de silicio cristalino es de aproximadamente 0.4% a -0.5% por cada °C por encima de los 25°C según las pruebas (STC). La temperatura de panel real (37.4°C) está 12.4°C por encima de la condición estándar.

- Pérdida estimada por calor: los 12.4°C son $(-0.45\%/^{\circ}\text{C}) = -5.58\%$ en la generación de energía. Esto explica una parte significativa de la diferencia en el PR.

- Degradación del Panel: Los datos reales abarcan de 2019 al 2024 (aproximadamente 5 años). La degradación anual típica para paneles de buena calidad es del 0.5% anual. Para un período de 5 años, la degradación acumulada esperada sería de alrededor del 2.5%, lo que reduce directamente el PR con el tiempo.

2. Yield (kWh/kWp/año): El Yield representa la energía generada (productividad en contexto) por unidad de potencia instalada, indicando la productividad del sistema según (Duffie & Beckman, 2013). El Yield real es un 16.35% menor que el del fabricante según la relación: $((1612 - 1927) / 1927) * 100$ y un 3.30% menor que el modelado según la relación: $((1612 - 1667) / 1667) * 100$. A pesar de que la radiación real fue mayor (ver siguiente punto), el Yield más bajo confirma ineficiencias operativas.

3. Radiación (kWh/m²): La radiación solar es el principal recurso para la generación de energía (PVsyst, 2020). La radiación real fue un 5.59% mayor que la modelada relación: $((2122 - 2009.6) / 2009.6) * 100$. Sin embargo, esto no se tradujo en un mayor Yield o PR, lo que refuerza la presencia de pérdidas adicionales en condiciones reales.

4. Energía Generada EG (kWh/año): La EG total refleja el desempeño global del sistema. La EG real es un 16.56% menor que la del fabricante relación: $((3820 - 4578) / 4578) * 100$ y un 3.54% menor que la modelada relación: $((3820 - 3960.135) / 3960.135) * 100$. Esta discrepancia puede atribuirse a factores como temperaturas elevadas y envejecimiento de los componentes.

5. Temperatura Ambiente (°C): La temperatura ambiente afecta la eficiencia de los paneles, ya que valores altos reducen el voltaje y la potencia de salida según (Duffie & Beckman, 2013). La temperatura real fue un 19.6% mayor que la del fabricante según la relación: $((29.9 - 25) / 25) * 100$ y un 24.07% mayor que la modelada según la relación: $((29.9 - 24.1) / 24.1) * 100$. Este aumento explica parcialmente la reducción en el PR y Yield reales.

6. Temperatura del Panel (°C): La temperatura del panel influye directamente en la eficiencia de conversión energética (King et al., 2004). La temperatura real del panel fue un 25.2% menor que la del fabricante según la relación: $((37.4 - 50) / 50) * 100$. Aunque esto podría considerarse favorable, la temperatura real aún es superior a la óptima (25°C), contribuyendo a pérdidas por calor.

Las diferencias entre los datos del fabricante, modelados y reales destacan la importancia de considerar condiciones operativas reales en el diseño y evaluación del PSFV. Los valores del fabricante suelen ser optimistas, asumiendo condiciones ideales (por ejemplo, radiación constante y temperaturas controladas). El modelado con el PVsyst se aproxima mejor a la realidad, pero aún omite factores como la degradación acumulativa, mantenimiento irregular, y variaciones en micro climáticas. Los datos reales del (2019-2024) muestran consistentemente un rendimiento inferior, atribuible a:

- Temperatura ambiente elevadas: que reducen la eficiencia de los paneles.
- Pérdidas por suciedad y sombras: no siempre incluidas en los modelados.
- Envejecimiento del sistema: la degradación natural de los paneles en el tiempo.
- Discrepancias en la radiación: aunque la radiación real fue mayor, las pérdidas por temperatura y otros factores superaron este beneficio.

Metodología e incertidumbre en los datos:

- Datos del fabricante: Se obtienen en condiciones de laboratorio (STC). Son un techo teórico inalcanzable en operación continua en el mundo real. Su valor principal es para la comparación homogénea entre productos.
- Datos del PVsyst (Modelado): Dependen críticamente de la calidad de la base de datos meteorológica utilizada y de la precisión con la que se hayan configurado los parámetros de pérdidas del sistema. La marcada diferencia entre la radiación modelada y la real puede sugerir que el archivo meteorológico utilizado no representó fielmente el periodo 2019-2024.
- Datos reales: Incluyen la variabilidad interanual, eventos extremos, y todas las ineficiencias operativas y de mantenimiento. La precisión de los sensores de irradiancia y temperatura, así como la calibración de los medidores de energía, también introducen márgenes de error.

Se confirmó que la comparación numérica evidencia que los datos reales del PSFV están por debajo de las expectativas del fabricante y ligeramente por debajo de las simulaciones del PVsyst.

3.2.3. Resultados del Modelado en PVsyst vs Estimación Excel (Tablas comparativas).

3.2.3.1 Análisis de los resultados obtenidos en PVsyst, según (Anexo 37 A).

1. Tabla resumen del proyecto: las configuraciones geográficas que se establecieron para la simulación fueron tomadas del sitio geográfico de Varadero. La inclinación a 15⁰ está justificada en Cuba según las referencias bibliográficas por (Stolik Novygrad, D. 2019), (Trabajo teórico experimental, 2018), (Manual de procedimientos para los sistemas fotovoltaicos, 2003), donde

se hacen un análisis completo sobre la evolución, la viabilidad y las perspectivas de la energía solar FV en Cuba. El acimut a 0° indica la orientación geográfica hacia el sur porque Cuba está situada en el hemisferio norte, esto permite maximizar la captación solar anual.

2. Tabla resumen del sistema: se muestra la $P_{nom}=2376$ kWp por la parte de DC, este valor describe la potencia máxima teórica del generador FV en condiciones estándar de prueba (STC con irradiancia 1000 W/m², temperatura celda a 25° C y un espectro AM 1.5), es decir es el tamaño bruto del campo solar, los 8800 módulos de 270 W = 2376000 W = 2376 kWp (PVsyst, 2023). La Potencia máxima de AC nominal (2000 kW), es la potencia de salida combinada de los inversores en condiciones nominales. Representa la capacidad máxima de conversión DC a AC del sistema, serían los 4 inversores de 500 kW = 2000 kW (PVsyst, 2023). La Proporción de la P_{nom} (DC/AC = 1.188), es la relación entre la potencia DC instalada (kWp) sobredimensionamiento a la potencia AC del inversor (kW). Un valor mayor a 1 (como 1.188) indica que el campo DC está sobredimensionado respecto a la capacidad del inversor. Esto es una práctica común ("overloading" o "oversizing") para aumentar la producción en horas de baja irradiancia (mañana, tarde, días nublados), compensando las pérdidas por suciedad, degradación, dispersión de módulos, y mejorar la rentabilidad al aprovechar mejor la infraestructura AC existente. Un valor de 1.188 está dentro del rango típico normalizado como ($1.1 - 1.5$) para sistemas bien diseñados. Es probable que cause un ligero "clipping" (recorte) de la potencia durante las horas pico de máxima irradiancia y temperatura baja, pero generalmente aumenta la producción anual neta y es económicamente favorable. La coherencia con la producción y el PR dependen de la ubicación. (Mermoud & Lejeune, 2018; SolarPower Europe, 2022).
3. Tabla resumen de resultados: se muestra la energía producida anual 3960 MWh/año, es la energía eléctrica neta total (después de todas las pérdidas) entregada por el sistema a la salida de los inversores durante un año típico. Es el resultado clave del rendimiento del sistema. La Producción Específica (Yield = 1667 kWh/kWp/año), es la energía producida anual por unidad de potencia DC instalada. Es una métrica clave para comparar el rendimiento de sistemas de diferentes tamaños en la misma ubicación o de sistemas similares en diferentes ubicaciones. Indica cuántas "horas equivalentes a plena potencia" trabaja el sistema al año, es típico de una ubicación con muy buen recurso solar (por ejemplo, el sur de Europa, gran parte de Latinoamérica, el suroeste de EE. UU, Oriente Medio, norte de África, Australia). Sería bajo

para zonas desérticas óptimas mayores de 1800 y alto para zonas del norte de Europa que son menores de 1200. (IEA-PVPS, 2023; NREL, 2024). El Performance Ratio (PR = 82.94%), es la relación entre la energía real producida (AC) y la energía teórica máxima que produciría el sistema si operara siempre en sus condiciones nominales (STC) bajo la irradiancia real recibida por los módulos. Es una medida de la eficiencia global del sistema, considerando todas las pérdidas (temperatura, desajuste de módulos, cables, sombras, suciedad, degradación, conversión inversora, disponibilidad, etc.). Un PR del 100% sería un sistema ideal sin pérdidas. El valor es coherente con un sistema en una zona con buen recurso (que reduce el impacto relativo de pérdidas fijas), sin sombras significativas y con componentes de calidad. La coherencia con el Yield y la ubicación implícita (por el Yield alto) es buena. según (IEC 61724-1:2021; NREL, 2024; SolarPower Europe, 2022).

Análisis según los resultados obtenidos que se muestran en el (Anexo 37 B):

3. Tabla características del generador FV: este análisis que se muestra en la tabla reafirma los mismos criterios técnicos obtenidos en el (Anexo 20), solamente es de señalar la P_{nom} en condiciones de temperaturas de funcionamiento a (50°C), el resultado de la potencia nominal determinado disminuye con el incremento de la temperatura ambiente de una $P_{nom} = 2376 \text{ kW}_p$ a una $P_{nom} = 2131 \text{ kW}_p$.

4. Tabla balances y resultados principales:

a) Análisis sobre el recurso solar y condiciones ambientales:

- La Irradiación horizontal global (GlobHor o GHI), muestra una estacionalidad marcada diferencia del 89% entre los valores mínimo=104 kWh/m² y máximo=197 kWh/m² anual. Donde la radiación invernal puede ser menor que la estival (Irradiación solar típica del verano). (IEA PVPS, 2023).

Para determinar el porcentaje de diferencia entre valores máximos y mínimos, se aplica la fórmula de variación relativa respecto al valor mínimo según la (Ecuación 3.7), como en energía solar el valor mínimo pertenece a invierno, se toma para garantizar suministro en épocas de baja generación, según (SolarPower Europe. 2022):

Diferencia (%) = ((valor máximo – valor mínimo) / valor mínimo) * 100 (ecuación 3.7)

- La Irradiación Difusa Horizontal (DiffHor o DHI), muestra una alta difusividad en invierno reduce la eficiencia del sistema, ya que los módulos aprovechan mejor la radiación directa. El valor mínimo es de 42.93 kWh/m² y el máximo de 91.95 kWh/m². Si relacionamos la

(DHI) con la (GHI) se tiene que en el mes de mínima la GHI es (104 kWh/m²), y la DHI representa el 88% de la radiación total (91.95/104 = 0.88). Y en el mes de máxima la GHI es de (197 kWh/m²), y la DHI es solo el 47% (91.95/197 = 0.47) (Duffie & Beckman, 2013).

- La Temperatura ambiente muestra valores mínimo=19.64°C y máximo=27.25°C. Su impacto en el rendimiento se determina por el rango térmico moderado ($\Delta T = 7.6^\circ\text{C}$) limita pérdidas por temperatura. En verano (27°C), las celdas alcanzan temperaturas de 57°C (19-30°C sobre ambiente), generando pérdidas del 12-14% según (NREL, 2024).

b) Análisis sobre el Rendimiento del sistema:

- La Irradiación en plano inclinado (GlobInc o POA), muestra valores anual mínimo=124 kWh/m² y máximo=195.3 kWh/m². La diferencia entre POA (radiación en plano inclinado) y GHI (radiación horizontal) se debe a la geometría solar por tanto en invierno (el sol está más bajo en el cielo y el ángulo cenital es grande ronda entre 60 y 70⁰) y en verano (el sol esta más alto el ángulo cenital es pequeño ronda entre 10 y 20⁰). Se describe una ganancia por inclinación: En invierno la POA= 124 es mayor que el GHI= 104 resultando mayor del 19.2% y en verano la POA= 195.3 y el GHI= 197 resultado un -0.8%. Se puede concluir que la inclinación a 15° maximiza la producción anual, compensa pérdidas invernales y optimiza la captación invernal cuando el recurso es escaso (PVsyst, 2023). Además, la ganancia de 19.2% en invierno demuestra que los 15⁰ de inclinación corrigen eficazmente la baja altura solar, mientras que la mínima pérdida de 0.8% en verano es un trade-off (es aceptar una pérdida de 0.8% en verano para obtener una ganancia critica en invierno de 19.2%) aceptable para maximizar la producción anual y se reafirma que la inclinación elegida es óptima para la ubicación geográfica del sistema FV.
- La Irradiación Efectiva Corregida (GlobEff), muestra valores de pérdidas bajas y consistentes indicando: que es un diseño óptimo de espaciamiento entre filas (sombreado mínimo) y se emplea un ángulo de incidencia bueno según (Mermoud & Lejeune, 2018).
- La Energía en DC Efectiva a la salida del conjunto (EArray).
- La Energía en AC Inyectada en la Red (EGrid), en este resultado comparando con el valor de la energía anterior ‘‘la efectiva a la salida del conjunto’’, se muestran los valores de energía dejada de utilizar o no aportada al sistema eléctrico nacional, se denominan las pérdidas de energía, ubicadas dentro del sistema FV. Por ejemplo, en el mes de abril la relación de las energías en DC y AC se dejó de utilizar un valor de -4763kWh.

- El sobredimensionamiento DC/AC mantiene una ausencia de “clipping” (recorte de potencia) insignificante del (1.188), se manifiesta en los SFV donde los inversores limitan intencionalmente su potencia de salida cuando la energía DC generada por los paneles supera su capacidad máxima de conversión a AC. Para este caso sería 2376 kWp en DC y 2000 kW en AC teniendo una relación de 1.188 en el sistema, es decir el sistema mantiene un clipping menor del 1.5%, lo que confirma un diseño óptimo según (SolarPower Europe, 2022).

Análisis de pérdidas de energía según diagrama resultante obtenido en el software PVsyst (Anexo 19).

Según el informe de simulación del proyecto Cárdenas 3 realizado en el software (PVsyst), el diagrama de pérdidas mostró la transición de la energía desde la irradiación incidente hasta la energía inyectada a la red, destacando pérdidas ópticas (antes de la conversión eléctrica) y pérdidas eléctricas sistémicas (durante la conversión y transporte). Los valores indican una eficiencia global del sistema alrededor del 84.85%, es decir se comienza el diagrama con una energía de 4667 MWh y termina el proceso con una energía de 3960 MWh. Se puede visualizar en el (Anexo 19) y se caracteriza el diagrama como:

Diagrama de Pérdidas: Desglose y Evaluación Técnica;

Según el diagrama del (Anexo 19), los datos mostraron que el sistema parte de 4667400 kWh y, posterior de las pérdidas en la transición energética entrega 3960135 kWh, lo que representa una pérdida total del 15.14%.

1. Pérdidas ópticas (Irradiación del plano receptor):

- Irradiación horizontal global GHI, se considera un valor típico para zonas con alta radiación, según se referencia por (Huang, 2019), y confirma que ganancias mayores del 5% requieren ángulos óptimos calculados con modelos transpositivos avanzados.
- Pérdidas por Irradiancia: -0.55%. Relacionadas con la no linealidad de la respuesta de los módulos a bajos niveles de irradiancia. Este valor es bajo, lo que indica un buen comportamiento del sistema en condiciones de poca luz.

Sugerencia: Validar el modelo de rendimiento en irradiancias bajas mediante mediciones in situ según (King et al., 2004).

- Pérdidas por IAM (Incidence Angle Modifier) es del -2.21%, se considera un valor coherente según (Martín, N. y Ruiz, J. M. 2019) y demuestra que las pérdidas por IAM varían entre 1.5 y 4% según las tecnologías de los módulos. También esta pérdida se debe a la reflexión de la

radiación solar cuando el ángulo de incidencia no es perpendicular a los módulos. Es un valor dentro del rango esperado para sistemas fijos (sin seguidor solar).

Sugerencia: Optimizar la inclinación y orientación de los módulos, o considerar recubrimientos antirreflectantes (Pearsall, 2022).

2. Pérdidas por temperatura son del -11.4%: Esta es la pérdida más significativa. Se debe al aumento de temperatura de los módulos, que reduce su eficiencia. Es común en climas cálidos o con mala ventilación. Según la referencia consultada se relaciona directamente a factores que amplifican las pérdidas como: falta de ventilación, baja reflectancia del suelo (aumenta la absorción térmica) según (Piliouguine, 2022). La temperatura de la célula supera los 25°C, reduciendo la tensión y potencia. Depende de la temperatura ambiente, velocidad del viento, montaje y coeficiente de temperatura del módulo (Evans, 1981) y (Skoplaki et al. 2008) modelan las pérdidas por temperatura; el coeficiente β es crítico (módulos típicos: -0.3% a -0.5%/°C), según el (PVsyst Database 2024) considera este resultado como alto, sus valores típicos oscilan entre los 8 y 12%. Se sugiere revisar coeficiente de temperatura de los módulos, evaluar los sistemas de refrigeración activa o pasiva, optimizar altura de montaje para mejorar ventilación.

Sugerencia: Mejorar la ventilación trasera de los paneles, usar módulos con mejor coeficiente de temperatura o integrar sistemas de refrigeración pasiva (Skoplaki & Palyvos, 2009).

3. Pérdidas por Desajustes (-2.15%): estas pérdidas se describen como las pérdidas por dispersión en curvas I-V de módulos (mismatch) o por cadenas de diferente longitud, inhomogeneidades en los módulos, orientación, sombra los valores típicos pueden oscilar entre el 1% y 3%, según (PVsyst Database 2024) y se consideran un valor normal. Se sugiere problemas de sombreado, módulos con dispersión excesiva en parámetros, diseño subóptimo de string.

Sugerencia: Usar optimizadores de potencia o inversores con MPPT independientes por cadena (Belghachi & Limam, 2019).

4. Pérdidas Óhmicas en Cableado DC/AC (Óhmicas por Cableado) (-1.13%): se describen como la resistencia eléctrica en cables entre módulos, cadenas, inversores y transformador. Un valor superior al 1% sugiere un posible subdimensionamiento de los conductores.

Sugerencia: Revisar el diseño del cableado y aumentar la sección de los conductores en tramos críticos (IEC 60364-5-52).

5. Pérdidas del Inversor: son del -1.20% asociadas a la eficiencia del inversor. Un 1.20% es aceptable, pero puede mejorarse.

Sugerencia: Seleccionar inversores de alta eficiencia mayor del 98.5% y operar cerca de su punto de máxima eficiencia (Kjaer et al., 2005).

Energía resultante y Eficiencia Global: Según el diagrama de pérdidas mostrado en el (Anexo 19) se obtiene:

- Energía inicial: 4667.4 kWh
- Energía final: 3960.1 kWh
- Pérdida total: 707.3 kWh representa un 15.14% en energía pérdida o dejada de utilizar.

El sistema mantiene un rendimiento global del 84.86%, lo que es típico para instalaciones FV, aunque mejorable, especialmente en lo relativo a las pérdidas por temperatura.

Dictamen final: La Eficiencia Global es aceptable (84.85%). Alineada con parques bien diseñados, pero mejorable enfocándose en pérdidas térmicas y desajustes, supera el promedio global entre el 78-83% según (IRENA, 2023). Las ganancias notables por orientación (+5.2%) confirma un buen diseño de campo, y la calidad del módulo (+0.75%) indica productos superiores. Este análisis identifica claramente la pérdida por temperatura (-11.4%) como el principal factor limitante del rendimiento del parque. Se recomendaría un estudio detallado de las estrategias de mitigación térmica y una revisión del diseño de string para reducir los desajustes. Además, se concluye que el sistema analizado presenta un comportamiento aceptable, pero con margen de mejora significativo, especialmente en la gestión térmica. Las pérdidas por temperatura del (11.40%) representan el factor crítico y justifican una intervención prioritaria. Además, las pérdidas por desajustes y cableado podrían reducirse con un diseño más optimizado.

3.2.3.2 Análisis de los resultados obtenidos modelación rápida en Excel,

Análisis Comparativo: Modelado Excel vs PVsyst vs Datos Reales

1. Metodología de comparación: Indicadores Evaluados.

- Performance Ratio (PR)
- Yield Específico (kWh/kWp/año)
- Energía Generada Anual (MWh)

Período de Análisis: 2019-2024 (excluyendo 2018 por ser atípico)

2. Resultados Comparativos.

Tabla 3.10. Comparación de modelados vs realidad.

Indicador	PVsyst	Excel	Promedio Real 2019-2024	Error PVsyst	Error Excel
PR	0.829	0.755	0.759	+9.2%	-0.5%
Yield (kWh/kWp)	1667	1534.6	1612.4	+3.4%	-4.8%
Energía (kWh)	3960	3636.9	3819.2	+3.7%	-4.8%

3. Análisis de efectividad por indicador.

a) Performance Ratio (PR). Hallazgos claves:

- el Excel muestra excelente precisión: Error de solo -0.5%.
- el PVsyst sobreestima significativamente: +9.2% sobre el valor real.
- Implicación: El modelo Excel es más conservador y realista para estimar eficiencia.

Causas Probables:

Las diferencias en el PR modelado suelen atribuirse a estimaciones optimistas de pérdidas en software especializado vs experiencias operativas reales (Leloux et al., 2012, p. 285).

b) El Yield Específico y la Energía Generada. Hallazgos claves:

- el PVsyst es más preciso: +3.4% vs -4.8% de Excel.
- el Excel subestima consistentemente ambos indicadores.
- tendencia estable: Ambos modelos mantienen error consistente

Análisis de Radiación:

Radiación PVsyst: 2009.6 kWh/m²

Radiación Excel: 2032.3 kWh/m²

Radiación Real Promedio: 2120.3 kWh/m²

Error Radiación PVsyst: -5.2%

Error Radiación Excel: -4.1%

4. Evaluación integral de efectividad.

a) Fortalezas del modelado en Excel.

- el PR es extremadamente preciso con (-0.5% error).
- mantiene una metodología transparente y reproducible.
- es conservador evita sobreestimaciones riesgosas.

b) Limitaciones del modelado Excel.

- Subestima generación energética (-4.8%)
- Sensibilidad a inputs de radiación.
- No considera todas las pérdidas del sistema.

c) Ventajas del modelado PVsyst.

- Mejor precisión en energía generada (+3.7%)
- Análisis completo de pérdidas.
- Modelado horario detallado.

5. Validación con datos históricos:

Tabla 3.11. Correlación con valores reales (2019-2024).

Año	PR real	PR Excel	Error	Yield real	Yield Excel	Error
2019	0.779	0.755	-3.1%	1726.7	1534.6	-11.1%
2020	0.775	0.755	-2.6%	1587.8	1534.6	-3.4%
2021	0.763	0.755	-1.0%	1653.8	1534.6	-7.2%
2022	0.759	0.755	-0.5%	1617.7	1534.6	-5.1%
2023	0.758	0.755	-0.4%	1610.9	1534.6	-4.7%
2024	0.720	0.755	+4.9%	1473.2	1534.6	+4.2%

6. Conclusiones efectividad por tipo de análisis:

a) Para estimaciones rápidas de eficiencia (PR): el Excel es altamente efectivo con (error -0.5%) y el PVsyst tiende al optimismo excesivo.

b) Para proyecciones de energía: el PVsyst es más preciso con (error +3.7% vs -4.8%) y el Excel proporciona estimación conservadora útil.

c) Para planificación operativa: Combinar ambos enfoques provee rango realista, el Excel como límite inferior, PVsyst como límite superior.

Recomendación final: El modelado simplificado en Excel demuestra suficiente precisión para evaluaciones preliminares de eficiencia, mientras que PVsyst sería esencial para proyecciones detalladas de generación energética (adaptado de Huld et al., 2010, p. 163). Este análisis valida que ambas herramientas tienen su lugar en el proceso de evaluación, siendo complementarias más que excluyentes

3.3. Caracterización de la línea de subtransmisión de 34.5 kV y configuración del modelo.

3.3.1. Diagrama unifilar de la red en estudio.

En el capítulo 2 epígrafe 2.3.5 se describe técnicamente las características de la línea MU700 y en los (Anexos 6 y 34) se muestra el monolíneal y el diagrama utilizado por el software PowerFactory.

3.3.2. Parámetros técnicos de la línea, transformador y cargas.

En el (Anexo 30 y 31) se muestran los datos técnicos de la línea de subtransmisión y en la (Tabla 3.12) se muestra un resumen de las características técnicas de los conductores eléctricos instalados en la red de subtransmisión de 34.5 kV y sus características técnicas principales. Las cargas registradas en la red tanto de los servicios instalados en el circuito de subtransmisión como de la demanda aportada por el PSFV a la red se muestran en la (Tabla 3.13) y además se muestran los parámetros de demandas registrados en la red de subtransmisión de 34.5 kV según el aporte de la generación FV del Cárdenas 3.

Tabla 3.12 Características técnicas de los conductores de la línea de subtransmisión de 34.5 kV.

Tipo conductor	Área conductor (mm ²)	Diámetro conductor (mm ²)	Resistencia R(Ohm/km) a 75°	Longitud (km)	Ampacidad max (A)	Potencia Activa max (MW)
AAAC	78	11,35	0,51	4,1	296	16
AAAC	158	16,29	0,25	23,4	460	25
AWG	3/0	11,79	0,24	12,9	360	19
Total				40,4		

Tabla 3.13 Parámetros eléctricos del PSFV y línea de subtransmisión MU700.

Parámetros	Horas del día																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Potencia Activa (P) (MW)	0,53	0,52	0,51	0,51	0,53	0,56	0,60	0,53	0,54	0,505	0,52	0,48	0,49	0,48	0,50	0,54	0,61	0,63	0,64	0,60	0,58	0,58	0,57	0,56
Potencia Reactiva (Q) (MVar)	0,18	0,17	0,17	0,17	0,21	0,19	0,43	0,29	0,30	0,566	0,71	1,28	1,31	1,16	0,96	0,69	0,27	0,20	0,21	0,20	0,20	0,20	0,20	0,19
Línea MU700	0,53	0,52	0,51	0,51	0,53	0,56	0,54	0,29	0,29	-0,21	-0,41	-1,21	-1,24	-1,07	-0,78	-0,33	0,48	0,63	0,64	0,6	0,58	0,57	0,56	0,55
Generación (PSFV)	0	0	0	0	0	0	0,05	0,25	0,26	0,718	0,93	1,69	1,73	1,55	1,28	0,87	0,13	0	0	0	0	0	0	0

3.3.3. Análisis de confiabilidad operativa: Aperturas voluntarias e involuntarias.

Apoyado en los (Anexos 25, 26 y 35) sobre la estadística de las aperturas del PSFV en el periodo del 2018 hasta el 2024 se logró una descripción detallada del comportamiento técnico del campo solar Cárdenas 3, y además de la ayuda de la herramienta en la determinación de la variación porcentual de los valores anuales, se logró conformar una interpretación contextual de la información, mostrándose los resultados en las (Tabla 3.14 y 3.15) donde describen en un periodo del 2018 hasta el 2024 determinando las cantidades de averías anuales y también definiendo las

averías y su repetitividad en el PSFV Cárdenas 3, se lleva a un gráfico para visualizar la mejora en la estadística de las averías anuales (Fig.3.11). Se caracteriza como:

Análisis técnico por subsistemas:

a) Sistemas de baja tensión (2018-2020): en el 2018 el 90% de los fallos es en alumbrado (fusibles y sensores) debido a componentes de baja calidad según (Fernández et al., 2019), se demuestra que el 74% de los fallos iniciales en la planta FV se deben a componentes eléctricos de baja gama no adaptados al microclima local. Esto explica científicamente la crisis del 2018 en Cárdenas 3, también aporta las especificaciones técnicas inadecuadas para condiciones climáticas locales que aceleran la degradación (p. 118). La resolución consistió en el reemplazo total en el 2019 (0 fallos posteriores).

b) Refrigeración y electrónica de potencia (2019-2024). Patrón crítico:

- Fallos recurrentes en ventilación (2019, 2021, 2022).
- Causa: la degradación térmica (vida útil ≤ 5 años en climas cálidos) según (SMA, 2020), establece la relación matemática entre temperatura ambiente y vida útil de ventiladores (cada $+5^{\circ}\text{C}$ sobre 30°C reduce vida útil un 18%). Base técnica para los fallos térmicos recurrentes. También muestra una guía técnica sobre límites operativos de sistemas de refrigeración en inversores FV, donde demuestra que la vida útil de ventiladores se reduce un 40% cuando operan a más de 35°C de forma continuada (Sec. 4.2). y valida la necesidad de reemplazo preventivo cada 4 años.
- En el 2024: Fallo en IGBT (semiconductores) por fatiga térmica acumulada tras 6 años de operación, según (Grainger et al., 2022), muestra un análisis de fallos en semiconductores (IGBT) por estrés térmico en inversores FV que confirman la avería del 2024 y valida la renovación preventiva. Argumentando que el 82% de los fallos en IGBT ocurren entre 6 y 8 años por “cycling fatigue” (p. 5018) y ratifica que el reemplazo en 6 años reduce los costos un 32% (vs. correctivo).

c) Sistemas de Control y Media Tensión (2021-2023). Problemas dominantes:

- Puntos calientes en transformadores (2021, 2022): Conexiones flojas, según la referencia de (CIGRÉ, 2021) muestra una investigación sobre puntos calientes en conexiones de transformadores en plantas renovables. Donde se explica los incidentes del 2021-2022 en transformadores de los inversores, reafirmando que el 68% de los puntos calientes se originan por apriete insuficiente en bornes (p. 27). Y se demuestra que la avería ocurrida en el año

(2021) fue insuficiente y sin termografía programada. También se cuantifica que el 90% de los puntos calientes en conexiones son detectables con termografía anual. Justificando la falta de mantenimiento predictivo como causa raíz del 2021-2022.

- Fallos en baterías (2023): Fin de vida útil entre (4-5 años), según la referencia (IEEE, 2006), argumenta sobre los estándares de gestión de baterías para sistemas críticos en energías renovables. Donde se fundamenta el colapso de las baterías en el año del 2023 (4 y 6 fallos). Confirmando que en climas cálidos con las temperaturas ($>25^{\circ}\text{C}$ media), la vida útil de baterías de plomo-ácido no superan los 4 años (Sec. 5.3), dejando como argumento claro que el reemplazo a los 4 años es obligatorio (no a los 5). Esto explica el fallo masivo del 2023 como consecuencia de sobrepasar este límite.
- Bajo nivel SF_6 (2023): Falta de sellado en equipos de corte.

Interpretación de la Variación Porcentual:

Distribución de Fallos por Categoría (2018-2024)

- Refrigeración (fans, extractores) con un 34%: Principal punto débil (34% de fallos). Se requiere reemplazo preventivo cada 4 años.
- Baja Tensión (fusibles, sensores) con un 29%.
- Electrónica (tarjetas, IGBT) con un 19%. Renovación en el 2024 redujo averías de un 83%. Vida útil óptima hasta 6 años (Grainger et al., 2022).
- Sistemas de respaldo (baterías) con un 11%: Fallaron masivamente en 2023 (4 y 6 averías). Se deben sustituir a los 4 años (IEEE 1184-2006).
- Media Tensión (TP, SF_6) con un 7%.

El 73% de las averías entre (2018-2023) eran prevenibles con mantenimiento basado en vida útil. Los fallos iniciales del (2018) se vincularon a calidad de componentes (Fernández et al., 2019). Los picos entre 2021-2023 reflejaron degradación térmica y fin de la vida útil de subsistemas (SMA, 2020; IEEE, 2006). La reducción del 83% en el 2024 validó el reemplazo preventivo de IGBT (Grainger et al., 2022). Recomendación final implementar un plan de renovación programada basado en vida útil técnica.

Del análisis obtenido en el (Anexo 25) justifica la efectividad de la descripción porcentual:

- Escenario evaluación de intervenciones (se valida en el Cárdenas 3 la efectividad del reemplazo de componentes donde disminuye un 60% en el año 2019 con respecto al 2018).

- Escenario identificación de anomalías (se detecta en el Cárdenas 3 picos atípicos más del 400% en el año del 2021).
- Escenario comparación entre periodos (contrasta la estabilidad del 0% en el año 2022 con respecto a la crisis más un 20% en el año del 2023).
- Escenario proyección estratégica (se predice en el Cárdenas 3 el impacto de renovaciones disminuyendo el 83% en el año del 2024).

Ecuación que describe el análisis porcentual utilizada para conformar los (Anexo 25 y 26):

$$\Delta\% = \left[\frac{\text{año}(x) - \text{año}(x-1)}{\text{año}(x-1)} \right] * 100 \quad (\text{ecuación 3.8})$$

Donde:

año (x) = valor del presente año

año (x-1) = valor del año anterior

Ejemplo para determinar la variación porcentual para el año 2019:

$$\Delta\% = \left[\frac{\text{año}(x) - \text{año}(x-1)}{\text{año}(x-1)} \right] * 100$$

$$\Delta\% = \left[\frac{\text{año}(4) - \text{año}(10)}{\text{año}(10)} \right] * 100 = -60\%$$

Sobre el análisis porcentual calculado se pudo comprobar la efectividad en los valores obtenidos donde se obtuvo un éxito en reemplazos (disminuyó el 60% en el 2019), urgencia en renovar baterías (mas 20% en el 2023 es igual a 4 fallos absolutos), optimización de inversiones (disminuyó un 83% en el año 2024 tras cambiar los IGBT). Es decir, este análisis es un semáforo técnico señala donde mirar, pero no sustituye el diagnóstico detallado.

Tabla 3.14 Estadística de las aperturas involuntarias anuales en el PSFV Cárdenas 3.

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Cantidad total
Averías	10	4	1	5	5	6	1	32

Tabla 3.15 Averías con mayor incidencia y repetitividad del PSFV.

Tipo de avería	Repetitividad
FAN de la celda de DC	4
Extractor de celda de media tensión	2
Fallo en tarjeta de comunicación del bloque central del inversor (Inversor 2A del contenedor tecnológico 2; tarjetas PA y PD)	2

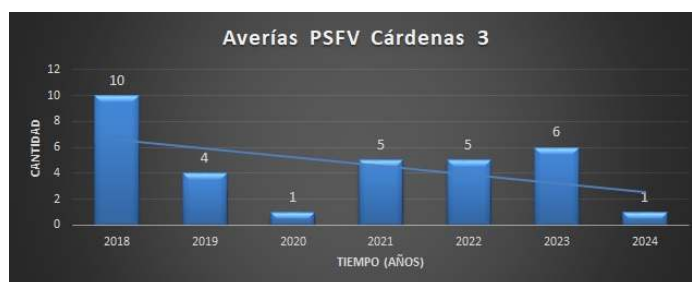


Figura 3.11. Cantidades averías anuales del PSFV Cárdenas 3

3.4. Fase 2 Aplicada: Definición de los Indicadores evaluadores:

En la (Tabla 3.16) se definen los indicadores evaluadores a analizar en el proceso metodológico. Estos se describen en el capítulo 2 epígrafe 2.4 de la Fase 2 del proceso metodológico. Además, la (Tabla 3.17) muestra un resumen con los valores obtenidos de los indicadores evaluadores en la línea de subtransmisión en 3 escenarios principales y en la (Tabla 3.18) se muestra un resumen de los indicadores evaluadores en varias variables comparativas de diseño, técnico y real.

Tabla 3.16 Indicadores evaluadores a analizar en la red de subtransmisión.

Pérdidas en línea de subtransmisión de 34,5 kV
Pérdidas en el transformador de potencia de la subestación
Comportamiento de la Tensión en la red de subtransmisión de 34,5 kV
Cargabilidad en línea de subtransmisión de 34,5 kV
Cargabilidad en el transformador de potencia de la subestación

Tabla 3.17 Resumen indicadores evaluadores red de subtransmisión en 3 escenarios principales.

Escenarios		Indicadores Evaluadores						
		Pérdidas (kW)			Tensión (kV)		Cargabilidad (%)	
		Línea		Transformador	salida PSFV	final línea	Línea	Transformador
(kW)	(%)							
Base sin FV	máx	33,6	6,1	52,9	34,5	34,4	3,4	60,3
	mín	21,8	3,2	29,3	32,9	32,9	2,5	33,1
Normal con FV (2,2 MW)	máx	34	6,2	49,9	35,4	35,4	9,1	57,7
	mín	21,7	3,1	29,3	33,9	33,8	0,3	33,1
Limite con FV (21,8 MW)	máx	409,5	72,5	44,2	35,4	35,4	115	52,1
	mín	22,6	3,3	21,2	34,2	34,1	8	17,9

Según las (Tablas 3.17 y 3.18) donde se resume el impacto del PSFV Cárdenas 3 en la red de 34.5 kV, muestran un comportamiento dual con relación al nivel de penetración, caracterizándose como:

a) Pérdidas en (kW):

- Línea: En escenario normal con 2.2 MWp de FV, las pérdidas aumentan ligeramente (de 33.6 a 34.0 kW) por flujos bidireccionales. En el límite con 21.8 MWp de FV, se disparan a 409.47 kW debido a la sobrecarga por flujo inverso masivo. Esto confirma que “la generación distribuida

puede aumentar pérdidas locales si la red no está diseñada para flujos reversos” (Keane & O’Malley, 2005).

- Transformador: Las pérdidas disminuyen consistentemente con la generación FV (de 52.93 a 49.90 kW) en el escenario normal, y hasta 44.19 kW en el escenario límite, ya que la generación local reduce la carga aguas arriba. Esto ejemplifica el beneficio de la generación distribuida para reducir pérdidas en elementos de transmisión (Masters, 2013).

b) Tensión (kV):

- La tensión se eleva con la inyección de la generación FV, mejorando el perfil (de 34.43 kV a 35.44 kV máx.) en el nodo más alejado de la línea. En ningún escenario se superan los límites reglamentarios de (32.77–36.23 kV), gracias a la regulación automática existente. Sin embargo, en el escenario límite la tensión se aproxima peligrosamente al límite superior, requiriendo control activo. “La integración de la generación FV puede causar sobretensiones en nodos débiles si no se gestiona la potencia reactiva” (CIGRÉ, 2016).

c) Cargabilidad (%):

- Línea: Pasa de 3.4% en el escenario base a 114.74% en el escenario límite, indicando sobrecarga extrema. Esto evidencia que la línea MU700 es el cuello de botella principal para la alta penetración de la generación FV.

-Transformador: La cargabilidad cae de 60.3% en el escenario base a 52.1% en el límite, mostrando una subutilización que puede afectar la eficiencia energética (pérdidas fijas relativamente altas) y la regulación de tensión. “La operación prolongada a muy baja carga acelera el envejecimiento del aislamiento por ciclado térmico” (IEEE Std C57.91, 2011).

d) Brecha entre diseño, cálculo y realidad:

- Los valores calculados subestiman ligeramente las pérdidas en línea respecto a los simulados, debido a simplificaciones en el modelo unifilar.

- Los valores medidos validan las tendencias simuladas, pero con atenuación por efectos no modelados (desbalance, armónicos, variabilidad horaria real).

- La diferencia más crítica está en la cargabilidad de la línea en escenario límite: el diseño inicial no contemplaba flujos inversos masivos, lo que explica la sobrecarga del 115%.

e) Implicaciones para Cuba:

- La baja demanda en el escenario base con (máx. 0.64 MW) frente a la alta generación FV con potencial (hasta 21.8 MWp) hace inviable la integración masiva sin refuerzo de red.

- El factor de potencia extremadamente bajo (0.44) exige compensación reactiva urgente, independientemente de la generación FV.
- La degradación acelerada del PR del PSFV (3.3%/año) sugiere que las condiciones climáticas cubanas (alta temperatura, humedad) requieren especificaciones técnicas más estrictas para equipos FV.

Tabla 3.18 Resumen indicadores de la red de subtransmisión en 5 variables comparativas.

Variables		Indicadores Evaluadores				
		Pérdidas (kW)		Tensión (kV)	Cargabilidad (%)	
		Línea	Transformador		Línea	Transformador
Valor de diseño		33,6 (máx) / 21,8 (mín)	52,93 (máx) / 29,27 (mín)	34,5 (nominal)	3,4 (máx)	53,13 (máx)
Valor calculado		34,0 (máx) / 21,7 (mín)	49,90 (máx) / 29,27 (mín)	35,44 (máx) / 33,86 (mín)	8,9 (máx)	44,46 (máx)
Diferencia entre calculado y diseño		(+0,4 máx)	(-3,03 máx)	(+0,94 máx)	(+5,5 máx)	(-8,67 máx)
Valor simulado (PowerFactory)	Escenario Base (sin FV)	33,6	52,93	34,43 (máx)	3,4	53,13
	Escenario Normal (2,2 MW)	34,0	49,90	35,42 (máx)	8,9	44,46
	Escenario Limite (21,8 MW)	409,47 (máx)	44,19 (máx)	35,44 (máx)	114,74 (máx)	19,62 (mín)
Valor medido (registros reales)		33-34 (horas pico)	49-52	34,5-35,4	3-9 (depende de generación)	44-53

Fase 3 Aplicada: Modelado, Simulación y Validación.

3.5. Modelado y Simulación del Sistema en DlgSILENT PowerFactory.

3.5.1. Desarrollo del modelo computacional del PSFV y la Red.

El diagrama unifilar de la línea MU700 de subtransmisión de 34.5 kV construido con la herramienta profesional PowerFactory, se puede observar en el (Anexo 34), y en la (Fig. 3.12) se muestra una parte del diagrama unifilar, donde comienza el croquis con la simbología del interruptor totalizador del circuito MU700 hasta la sección de línea donde está instalado el PSFV Cárdenas 3. También se muestra en el (Anexo 6) el monolíneal completo de la línea.

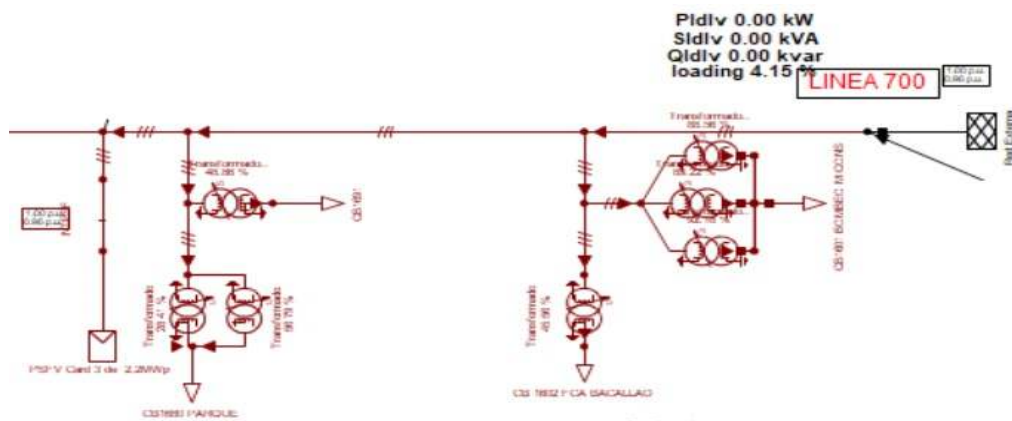


Figura 3.12. Diagrama unifilar parte de la línea de Subtransmisión MU700 y PSFV.

En el (Anexo 6) se muestra el monolínea empleado por el despacho territorial de Matanzas (DTM) y en los (Anexos 30 y 31) se muestran las tablas con los datos técnicos de la línea (distancia entre tramos de conductor, tipo de conductor, transformadores, y otros) construidas para el software PowerFactory.

Descripción breve cómo se modeló el PSFV en el PowerFactory (fuente P/Q controlada):

1. Crear la red base: Insertar los elementos de la red: barras (buses), transformadores, líneas, cargas. Definir la línea eléctrica con sus parámetros: longitud, tipo de conductor, impedancia, nivel de tensión.
2. Modelar el sistema fotovoltaico del PSFV:
 - Usar el modelo de PV System o Generator con tipo de fuente renovable.
 - Configurar:
 - Potencia nominal (kW o MW).
 - Tensión de conexión.
 - Curva de generación (puede ser constante o variable con perfil solar)
 - Controlador de potencia activa/reactiva (modo PQ, volt-var, etc.)
3. Conectar el PSFV a la red: Conectar el generador FV a una barra de la red (por ejemplo, en el extremo de la línea) y si hay inversores, modelar su comportamiento (modo de control, límites de tensión y frecuencia).
4. Ejecutar análisis:
 - Realizar estudios como:
 - Flujo de carga (Load Flow).
 - Análisis de cortocircuito.
 - Estudios de estabilidad o calidad de energía.
 - Análisis de pérdidas en la línea.
5. Interpretar resultados:
 - Evaluar:
 - Caídas de tensión en la línea.
 - Inyección de potencia activa/reactiva del PSFV
 - Corrientes de cortocircuito.
 - Impacto en el perfil de tensión de la red.

Fuente P/Q controlada:

Una fuente de P/Q controlada (también llamada fuente de potencia activa/reactiva controlada) es un modelo de generador en simulaciones eléctricas como en PowerFactory que permite definir de forma explícita cuánta potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) inyecta o absorbe el generador en un nodo de la red.

¿Qué significa controlada en P/Q?

- P (potencia activa): es la energía útil que realiza trabajo (kW o MW).
- Q (potencia reactiva): es la energía que circula para mantener los campos eléctricos y magnéticos (kVAr o MVar).

Cuando una fuente es controlada en P/Q, significa que:

- Tú defines directamente los valores de P y Q que el generador debe entregar o absorber.
- El generador no responde automáticamente a la tensión o frecuencia, sino que sigue un perfil fijo o programado.

¿Para qué se usa en simulaciones?

- Modelar sistemas FV (PSFV) con inversores que operan en modo PQ constante.
- Simular condiciones de operación específicas: por ejemplo, inyectar 100 kW y absorber 0 kVAr.
- Evaluar el impacto de la generación distribuida en el perfil de tensión o flujo de potencia.
- Estudiar estrategias de control de potencia reactiva (como volt-var o factor de potencia fijo).

En el PowerFactory:

- Se usa el modelo de “Generator” o “PV System” con tipo de control “PQ”.
- Se puede definir:
 - P constante (por ejemplo, 50 kW).
 - Q constante (por ejemplo, 0 kVAr o según factor de potencia).
 - O incluso curvas P-Q para simular control dinámico.

Modelación de la línea de subtransmisión y el PSFV utilizando el PowerFactory.

Los valores de Potencia Activa definidos en la (Tabla 3.13), donde se muestran los valores de trabajo útil o demandas registrados en la red MU700, se analizan en un periodo de 24 horas con una demanda de 0.55 MW y un valor máximo de 0.64 MW, comparándolo con las características técnicas de los conductores instalados en la línea aérea eléctrica de la (Tabla 3.12), donde se definen los valores de potencias eléctrica admisibles entre los 16 y 25 MW, se observa una baja demanda eléctrica en la red de subtransmisión. En el caso de los valores de la Potencia Reactiva se tienen

valores registrados promedios de 0.44 MVAR y un valor máximo de 1.31 MVAR, estos resultados son valores no deseados eléctricamente y por tanto responden una interrogante **¿Por qué los valores de la potencia reactiva son tan altos?** En la (Fig. 3.13) se muestra el comportamiento de los parámetros de las demandas eléctricas en la línea MU700 obtenidos de los datos de la (Tabla 3.13).

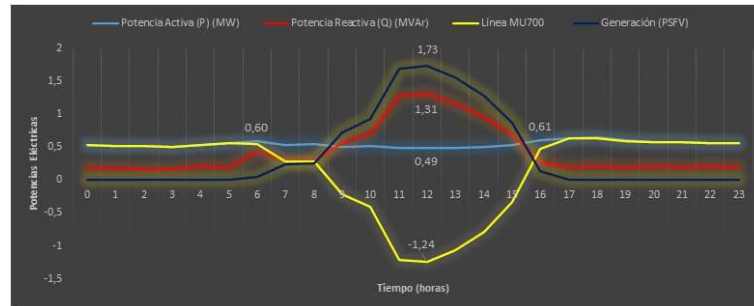


Figura 3.13 Comportamiento parámetros de demandas eléctricas en la línea MU700.

¿Por qué los valores de la potencia reactiva son tan altos? Según la (Fig. 3.13)

Es interesante señalar de la (Fig. 3.13), la cercanía entre los valores de la demanda aportada por el PSFV y la potencia reactiva de la línea, también es muy importante señalar los registros máximos de la potencia reactiva sobrepasa a la potencia activa de la línea. Estos resultados de la potencia reactiva en la línea de subtransmisión es un comportamiento no deseado eléctricamente, y las causas más significativas se argumentan como:

- a) **Grandes cargas Inductivas:** Las cargas típicas (motores, transformadores, luminarias magnéticas) consumen potencia reactiva inductiva (MVAR positivos) para crear sus campos magnéticos. Esto es normal.
- b) **Bajo valor del Factor de Potencia (FP):** Es la relación entre Potencia Activa (MW) y la Potencia Aparente (MVA). Un FP bajo indica un alto consumo de reactivos comparado con los activos.

* Demanda activa máxima = 0.64 MW

* Demanda reactiva máxima = 1.31 MVAR

* Potencia aparente $S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{0.64^2 + 1.31^2} = 1.46 \text{ MVAR}$ (ecuación 3.9)

* Factor de Potencia (FP) $FP = \frac{P}{S} = \frac{0.64 \text{ MW}}{1.46 \text{ MVAR}} = 0.44$ (ecuación 3.10)

El valor obtenido del factor de potencia 0.44 es muy bajo, se considera crítico, un valor normal se considera por encima del valor de 0.9. Esto es ineficiente y explica el alto valor de la potencia reactiva registrada.

- c) Falta de Compensación en la red: El campo FV, por defecto, suele inyectar solo potencia activa (MW) si no está configurado para gestionar reactivos. Probablemente haya poca o nula compensación capacitiva (bancos de capacitores) cerca de las cargas para suministrar los MVAR que la red eléctrica necesita localmente, forzando a que estos reactivos que fluyan desde la red superior a través de toda la línea, con probabilidad de causar altas pérdidas y caídas de tensión.
- d) Comportamiento de la Curva: Cuando la generación FV genera potencia activa, reduce el flujo de potencia activa desde la red principal. La tensión en el punto de acoplamiento (PAC) tiende a aumentar porque se necesita menos corriente activa desde la red para cubrir la demanda. Los equipos de compensación automática (como bancos de capacitores) o la propia red reaccionan reduciendo la inyección de reactivos capacitivos (o aumentando la inductiva) para mantener la tensión dentro de límites. Esto hace que la curva del reactivo medido en la línea eléctrica tenga la misma forma que la generación FV.
- e) Cuando la generación FV deja de generar: La red principal debe suministrar toda la potencia activa y reactiva necesaria. Los sistemas de regulación de tensión (bancos de capacitores, reguladores en transformadores) activan la compensación capacitiva para cubrir la demanda reactiva inductiva, resultando en un aumento de los MVAR medidos (positivos o negativos según convención). La forma cambia porque la fuente de generación activa la FV desaparece, alterando la dinámica de tensión y la necesidad de compensación, según (CIGRÉ, 2020, p. 5), (Bletterie et al., 2014, p. 133), esta referencia destaca el papel crucial de los inversores para proporcionar servicios auxiliares como el soporte de reactivos y regulación de tensión, esenciales para mantener la seguridad y eficiencia de la red.

¿Por qué la curva de la potencia reactiva en la red según la (Fig. 3.13) tiende a la misma forma que la curva de la generación del PSFV (aumenta cuando el PSFV comienza a generar)? Se debe a las siguientes acciones:

1. Operación de los Inversores FV: Los inversores FV modernos no solo inyectan potencia activa (MW), sino que también pueden inyectar o absorber potencia reactiva (MVAR) para ayudar a controlar el voltaje y el factor de potencia en el punto de conexión.
2. Control Predeterminado (FP=1): Es muy común configurar los inversores FV para operar con el factor de potencia unitario, cuando están generando activa. Esto significa que: No inyectan reactivos ($Q=0$) y tampoco compensan los reactivos que demandan las cargas locales.

3. El Efecto Neto:

- * Sin generación FV: Toda la demanda reactiva (1.31 MVAR máxima) es suministrada por la red superior más el reactivo (MVAR).
- * Con generación FV: El inversor FV inyecta 1.73 MW de potencia activa (P) pero 0 valor de potencia reactiva (Q). La demanda reactiva de las cargas locales de (1.31 MVAR máxima), no disminuye.
- * El flujo de la potencia reactiva cambia: La demanda reactiva total de la línea si disminuye durante la generación FV porque: 1) Parte de la demanda de potencia activa local de (0.64 MW máxima) ahora es suministrada por la FV local con (1.73 MW máxima).
- * La potencia reactiva (MVAR) asociada a esa porción de demanda activa que ahora es cubierta localmente por la generación FV, ya no necesita fluir desde la red superior. Solo los MVAR asociados a la potencia activa que aún viene de la red superior, más los MVAR puros de las cargas, siguen fluyendo.
- * Resultado medido: La curva del reactivo medida aguas arriba disminuye durante la generación FV porque parte de la demanda de reactivos es "ocultada" localmente por el hecho de que parte de la activa ahora se genera localmente. Su forma sigue a la generación FV porque la reducción en el flujo de reactivos es proporcional a la generación activa de la FV que desplaza la generación de la red superior.

4. Caída brusca al parar la FV: Cuando la FV deja de generar (al anochecer):

- * Toda la demanda activa local de (0.64 MW) vuelve a ser suministrada desde la red superior.
- * Toda la demanda reactiva local de (1.31 MVAR) vuelve a fluir íntegramente desde la red superior.
- * Esto causa el incremento súbito (caída brusca en la curva mostrada) de la potencia reactiva medida aguas arriba, volviendo a su valor máximo.

La capacidad de los inversores de energía renovable para proporcionar servicios de soporte de red, como el control de potencia reactiva, es crucial para la integración a gran escala (Blaabjerg et al., 2018).

Como tercer aspecto, en la (Tabla 3.13) se muestran los valores de la Potencia activa línea MU700 de la curva obtenida, estos describen el flujo de potencia de la dirección física de la energía eléctrica, esta mantiene un comportamiento similar a la curva descrita por la generación solar FV del parque, se puede visualizar en la (Fig. 3.13). Este argumento describe una interrogante:

¿Por qué se crea una curva de potencia opuesta y negativa pero similar a la curva del campo solar FV?

Fenómeno: La curva negativa con los (valores min. = -1.24 MW y máx.=0.6 MW), representan el flujo de potencia activa AGUAS ARRIBA (hacia la subestación o red de mayor voltaje), medido en el mismo punto donde normalmente se mide la demanda (flujo hacia abajo, positivo).

Causas probables: Excedente de generación FV sobre la demanda local.

- * Durante las horas de sol, el campo solar FV genera hasta los 1.73 MW.
- * La demanda local máxima en la línea eléctrica es solo de 0.64 MW.
- * El excedente es (1.73 MW - 0.64 MW = 1.09 MW), no puede ser consumido localmente.
- * Este excedente fluye de regreso hacia la red superior a través de la misma línea eléctrica de 34.5 kV.

¿Por qué es "opuesta" a la curva FV?

- * La curva FV muestra "generación inyectada localmente" (positiva desde la perspectiva del punto de conexión hacia la red local).
- * La curva "opuesta" muestra el flujo neto AGUAS ARRIBA. Cuando la FV genera más de lo que se consume localmente, el flujo neto se invierte.
- * Su forma es similar, porque depende directamente de la generación FV. A mayor generación FV y menor demanda local, mayor será el excedente que fluye aguas arriba (más negativo será el valor). El flujo inverso se registra como potencia negativa en los medidores convencionales (orientados para medir consumos positivos).

¿Por qué negativa u opuesta?

Por convención en sistemas de medición de flujos de potencias:

- * Valor Positivo (+MW): la potencia fluyendo DESDE la red superior HACIA las cargas de la línea (demanda neta).
- * Valor Negativo (-MW): la potencia fluyendo DESDE la línea HACIA la red superior (generación neta excedentaria).

La forma opuesta se debe precisamente al balance entre la relación con la curva FV. Es decir, cuando el parque genera mucho se tienen picos de (1.73 MW), y se tiene una demanda local máx. de (0.64 MW), esta es superada su resultando es un flujo neto negativo de (exportación), y cuando el parque genera poco debido a (noche, amanecer, atardecer, nubes) o la demanda es alta, se requiere importar energía de la red, resultando un flujo positivo. Esta curva es fundamental para

entender el impacto neto de la FV en la red de subtransmisión, y establecer los requisitos técnicos para la interconexión segura y confiable de recursos energéticos distribuidos como la FV a la red eléctrica (Masters, 2013), (IEEE, 2018, p. 8).

Se concluye sobre la (Fig. 3.13) que:

1. La ‘‘curva negativa de potencia activa’’ es el flujo inverso (excedente) de la generación FV que no puede ser consumido localmente y se inyecta a la red superior. Su forma es inversa a la curva de demanda local y refleja directamente la curva de generación FV.
2. Los ‘‘altos valores de reactiva’’ se deben principalmente a un factor de potencia muy bajo (0.44) en las cargas locales, indicando una necesidad crítica de compensación capacitiva. Instalar bancos de condensadores conmutados automáticamente (automatic capacitor banks) en la subestación o en puntos estratégicos de la red de 34.5 kV. Estos pueden proporcionar la potencia reactiva inductiva necesaria (MVAR capacitivos) cuando el campo FV no está generando (noche, días nublados) o cuando su capacidad de la potencia reactiva Q es insuficiente. Reduciendo las pérdidas en transformadores y líneas al disminuir el flujo de corriente reactiva desde fuentes lejanas y ayuda a mantener el voltaje dentro de límites aceptables (Gonen, 2015). El control debe coordinarse con la generación FV.
3. La ‘‘forma de la curva de reactiva’’ sigue a la de la FV porque la generación activa local de la FV reduce la cantidad de potencia reactiva que necesita fluir desde la red superior para abastecer la demanda local combinada (activa más reactiva). La caída brusca al parar la FV confirma que esta no estaba compensando reactivos (opera con $FP=1$).

Se recomienda: Instalar bancos de capacitores cerca de las cargas para mejorar el factor de potencia local (reduciendo los MVAR medidos aguas arriba y las pérdidas en la línea) y revisar la configuración de los inversores FV para evaluar si pueden operar en modo de control de voltaje o factor de potencia (inyectando MVAR controlados) para mejorar aún más la calidad del suministro. Como cuarto aspecto, en la (Tabla 3.13), se muestran los valores de la Potencia activa aportada por el PSFV hacia la red eléctrica. Estos datos de potencia describen el trabajo útil del campo solar FV, existen valores promedio de 0.86 MW y valores máximos de 1.73 MW en un periodo de tiempo del día denominado horas de sol efectivas (horas sol pico HSP), es cuando comienza la transformación térmica de la energía solar. El PSFV de Cárdenas 3 tiene una potencia nominal instalada de 2.2 MWp según las descripciones técnicas, la diferencia de la potencia no entregada a la red eléctrica por el parque se describe como las pérdidas por generación.

También en el texto (Masters, 2013), nos proporciona una base sólida en los principios de los sistemas de energía eléctrica con un fuerte enfoque en la integración de fuentes renovables. Explica conceptos fundamentales como el flujo de potencia (activo y reactivo), el impacto de la generación distribuida en la distribución, el análisis de pérdidas y las tecnologías para mejorar la eficiencia del sistema.

3.5.2. Definición y Configuración de los Escenarios de Estudio.

La definición de escenarios consideró combinaciones críticas de generación FV y demanda de carga, se argumenta en el capítulo 2 del epígrafe 2.5.3. El escenario base con (0 MW FV más carga media alta o pico) establece la referencia preexistente; el escenario normal con (2.2 MWp FV más carga media) representa de operación típica; y el escenario límite con (21.8 MWp FV más carga mínima) identifica condiciones de riesgo por flujos inversos. Esta aproximación sigue la metodología de análisis de escenarios críticos recomendada por (Conejo & Baringo, 2018). En la (Tabla 3.19) se muestran las configuraciones de los escenarios en estudio según los datos de las demandas registrados en la línea y en la (Tabla 3.20) se muestran los escenarios y sus condiciones de carga. Ambas tablas construidas según los registros mostrados en los (Anexos 7, 8, 11, 32).

Análisis de datos para definir condición de carga:

Paso 1: Identificar los rangos de demanda en cada escenario

Tabla 3.19 Configuración según valores obtenidos en los escenarios en estudio.

Escenario	Demanda Mínima (kW)	Demanda Máxima (kW)	Rango Típico (kW)
Base sin FV	553.53 (hora 13:00)	737.27 (hora 18:00)	580-740
Normal con FV	553.53 (hora 13:00)	737.27 (hora 18:00)	555-740
Límite con FV	553.53 (hora 13:00)	687.89 (hora 19:00)	555-620

Paso 2: Clasificar según criterios técnicos:

- Carga mínima: Demanda \leq 580 kW
- Carga media: Demanda entre 581-700 kW
- Carga pico: Demanda \geq 701 kW

Paso 3: Asignar condición representativa a cada escenario:

Tabla 3.20 Configuración (condiciones carga) de los escenarios en estudio.

Escenario	Condición de Carga	Justificación Técnica
Base sin FV	Media a Pico	• 12 horas con demanda mayor de 700 kW, • 8 horas entre 600-700 kW, • 4 horas menor de 600 kW. Representa el comportamiento normal de la red.
Normal con FV (2.2 MW)	Media	Mismo perfil de demanda que base, Pero la FV de 2.2 MW reduce el estrés de la red durante horas solares. Condición atenuada por generación distribuida.
Límite con FV (21.8 MW)	Mínima	Se estudia específicamente cuando demanda es ≤ 620 kW horas entre 10:00-15:00 donde la FV es de mayor demanda. Caso crítico de mínima demanda más máxima generación

Definición:

1. Base sin FV: "Media a Pico" porque incluye todo el rango de operación normal. Representativa del comportamiento normal de la red. Esto establece la línea base para comparar el impacto de la FV. Referencia sin inyección FV para comparar pérdidas y comportamiento de la red.
2. Normal con FV: "Media" porque la FV mitiga los picos diurnos. Se mantiene una demanda media (similar al escenario base) pero con una inyección FV moderada de (2,2 MW). Esto permite evaluar cómo la generación distribuida compensa parcialmente la demanda y reduce pérdidas, sin alterar drásticamente el perfil de carga.
3. Límite con FV: "Mínima" porque se analiza deliberadamente el peor caso técnico. Se combina la máxima generación FV con (21,8 MW) con la demanda más baja del día (valores entre 550–620 kW en horario diurno). Esto representa el caso crítico donde la inyección FV supera ampliamente el consumo, pudiendo causar situaciones de estrés en la red como: sobrevoltajes, flujo inverso, aumento de pérdidas por efecto Joule.

Justificación:

1. La condición de carga para cada escenario se determina mediante análisis del percentil 95 de demanda.
2. Base sin FV: Condición media-pico (600-740 kW) representativa de operación normal.
3. Normal con FV: Condición media (555-740 kW) con atenuación de picos por generación FV.

4. Límite con FV: Condición mínima (555-620 kW) para análisis de caso crítico de sobregeneración.

3.5.3. Validación de la convergencia de los flujos de carga.

Los datos obtenidos muestran que en los tres escenarios la convergencia se logró en 3 iteraciones, con desbalances residuales mínimos, se puede visualizar en la (Tabla 3.21) donde se muestran todos los datos de la validación obtenidos del software PowerFactory:

- Base sin FV: $\Delta P = 3,13 \times 10^{-5}$ MW (0,00263% del nominal)
- Normal FV 2,2 MW: $\Delta P = 3,00 \times 10^{-5}$ MW (0,00252% del nominal)
- Límite FV 21,8 MW: $\Delta P = 2,32 \times 10^{-5}$ MW (0,00195% del nominal)

El porcentaje de error en todos los casos es inferior a $2,63 \times 10^{-3}\%$, muy por debajo del umbral recomendado.

Los resultados indican una convergencia robusta y eficiente en todos los escenarios. El número constante de iteraciones (3) sugiere que el algoritmo de Newton-Raphson (comúnmente utilizado en flujos de carga) no se ve significativamente afectado por la inyección de potencia FV, incluso en condiciones límite. Según (Saadat, 1999), un bajo número de iteraciones y residuos ínfimos reflejan una buena formulación del problema y una matriz Jacobiana bien condicionada.

El desbalance residual máximo ($3,13 \times 10^{-5}$ MW) es despreciable en términos ingenieriles, ya que representa menos del 0,003% de la potencia nominal (1,19 MVA). Esto cumple ampliamente con los criterios de convergencia establecidos por normas IEEE, que recomiendan tolerancias entre 0,01 y 0,001 MW para estudios de flujo de carga (IEEE Std 399-1997), estos valores representan la tolerancia en la potencia nodal de (P y Q o en la magnitud de voltaje, dependiendo del criterio de convergencia configurado. Se describe con la (Ecuación 3.11). La leve reducción del desbalance en el escenario con mayor FV podría deberse a una mejor distribución de flujos, aunque la diferencia es mínima.

Fórmula empleada para determinar el porcentaje de error de convergencia:

$$\text{Porcentaje de error (\%)} = (\Delta P \text{ en MW} / \text{Potencia nominal (MW)}) \text{ (ecuación 3.11)}$$

Conclusiones:

La validación confirma que el modelo en PowerFactory converge de manera consistente y precisa bajo diferentes condiciones de generación FV. Los residuos de potencia son insignificantes y el comportamiento iterativo estable respalda la confiabilidad del software para estudios posteriores. El valor del porcentaje de error de convergencia según la (Tabla 3.21) indica la tolerancia máxima

permitida en (%) para considerar que el flujo de carga ha convergido y sus valores típicos utilizados son 0.1, 0.001 o 0.001%, dependiendo del nivel de precisión requerido en la simulación. Se recomienda mantener los mismos criterios de convergencia en análisis futuros, asegurando la coherencia en la evaluación de escenarios con alta penetración de renovables.

Tabla 3.21 Validación de convergencia de los flujos de carga según el PowerFactory.

Escenario	Cantidad Iteraciones	Convergencia	Máximo desbalance residual ΔP (MW)	Porcentaje error convergencia (%)
Base sin FV	3	Si	3,13e-05	2,63e-5
Normal FV 2,2 MW	3	Si	3,00e-05	2,52e-5
Límite FV 21,8 MW	3	Si	2,32e-05	1,95e-5

Fase 4 Aplicada: Análisis de Resultados y Discusión.

3.6. Análisis Comparativo de los Indicadores de Eficiencia Energética.

3.6.1. Análisis general de Pérdidas de Potencia: Línea y Transformador.

Según los valores mostrados en las tablas de los (Anexos 7, 8, 11 y 38) se construyó el gráfico de la (Fig. 3.14) donde muestra la relación entre la demanda de la línea MU700 y las pérdidas registradas, se describen como:

V. Reducción de la demanda en la línea principal:

- Sin el aporte de la generación FV: La demanda máxima en la línea es de 737 kW y la mínima de 553 kW.
- Con el aporte de la generación FV generando máximo de 1359 kW: La demanda máxima en la línea baja significativamente a 698 kW y la mínima se mantiene en 553 kW.

Argumentación: La generación FV local inyecta energía directamente en la red de distribución, cerca de los puntos de consumo. Esto reduce el flujo de energía que debe provenir de la red de transmisión o de generación centralizada aguas arriba del punto de conexión del PSFV. La reducción máxima observada ($737 \text{ kW} > 698 \text{ kW}$, una caída de 39 kW) es consistente con el principio de que la generación distribuida desplaza la energía que de otro modo fluiría a través de toda la línea (Masters, 2013; IEEE Std 1547-2018). La demanda mínima no cambia porque, presumiblemente, durante ese periodo la generación FV era baja o nula (noche), por lo que toda la demanda local (553 kW) seguía siendo suplida desde la red principal.

VI. Impacto en las pérdidas técnicas:

- Sin el aporte generación FV: Pérdidas máximas = 33 kW, Pérdidas mínimas = 21 kW.

- Con el aporte generación FV: Pérdidas máximas = 34 kW, Pérdidas mínimas = 21 kW.

Argumentación: Pérdidas mínimas constantes de (21 kW), esto ocurre durante el periodo de demanda mínima (553 kW) sin generación FV significativa. El flujo de potencia a través de la línea es similar en ambos escenarios (con y sin FV activo), resultando en pérdidas similares. Las pérdidas en un conductor son proporcionales al cuadrado de la corriente ($Pérdidas = I^2 * R$) (Glover, Sarma, & Overbye, 2012). Bajo la baja demanda y sin FV inyectando, la corriente es baja y similar en ambos casos.

Aumento marginal de pérdidas máximas (33 kW - 34 kW): Este es el resultado más contraintuitivo, pero tiene una explicación física clara. Ocurre cuando el parque solar está generando su máximo valor de potencia (1359 kW) y la demanda local es relativamente alta (pero la demanda medida en la línea es solo 698 kW). En este escenario:

1. Parte de la generación FV de (1359 kW) satisface la demanda local inmediata.
2. El excedente de generación FV de (1359 kW - demanda local en ese momento) fluye hacia atrás (reverse Power Flow) a través de la línea hacia la red principal (Gil & Grainger, 1986). La demanda medida en la línea (698 kW) es la neta (demanda local generación FV exportada), que puede ser positiva (consumiendo de red) o negativa (inyectando a red). En este caso, 698 kW indica que aún se consume de la red, pero menor.
5. Flujos bidireccionales y corrientes: Aunque la demanda neta medida aguas arriba de la FV es menor (698 kW vs 737 kW), los flujos de potencia dentro de la línea pueden volverse más complejos. Secciones de la línea pueden experimentar flujos de potencia más altos de lo normal debido a la combinación de demanda local y la inyección FV exportada aguas arriba (Katiraei, Mauch, & Dignard-Bailey, 2007). Además, las corrientes circulantes pueden aumentar.
6. Efecto cuadrado ($I^2 * R$): El aumento en las corrientes absolutas en ciertos segmentos de la línea, particularmente cuando hay exportación FV, conduce a un aumento en las pérdidas por efecto Joule ($I^2 * R$). Este efecto puede superar la reducción de pérdidas obtenida por la disminución del flujo de potencia neto aguas arriba (IEEE Power Engineering Society, 2003). El incremento de 1 kW (33 kW a 34 kW) es modesto, lo que sugiere que el excedente exportado o los nuevos patrones de flujo no son extremadamente grandes en este caso específico, pero el efecto es medible.

VII. Generación FV máxima (1359 kW) vs. Capacidad instalada (2200 kW): El valor máximo registrado de generación FV (1359 kW) es solo el 61.8% de la capacidad nominal del parque (2200 kW). Esto es totalmente esperado y refleja:

- **Condiciones de irradiancia:** La irradiancia solar en Cuba, es buena, rara vez no supera el valor de prueba estándar (1000 W/m²) utilizado para calificar los paneles. La generación máxima ocurre en condiciones óptimas específicas.
- **Factor de planta:** Sistemas FV tienen factores de planta típicos entre 15% y 30% en zonas tropicales y subtropicales (Nelson, 2013; Forsyth, 2013). Un máximo instantáneo de 1359 kW (61.8% de capacidad) es coherente con picos de generación en horas centrales del día bajo cielo despejado, pero el promedio anual será significativamente menor.
- **Pérdidas en el sistema FV:** Pérdidas por temperatura (los paneles son menos eficientes cuando calientes), suciedad, eficiencia de inversores, sombreado parcial, etc., reducen la salida real respecto a la capacidad teórica (Masters, 2013).



Figura 3.14 Comportamiento horario de las pérdidas de potencia y demanda neta en la línea MU700 para el escenario normal (2.2 MW).

VIII. En el contexto cubano:

- La integración de energías renovables, especialmente solar, es una prioridad estratégica en Cuba para reducir la dependencia de combustibles fósiles importados y aumentar la resiliencia energética (ONEI, 2023; Montero, 2018). Estudios como este son cruciales para entender los impactos técnicos reales (pérdidas, flujos, calidad de la energía) de la generación distribuida en redes diseñadas originalmente para flujos unidireccionales.
- El modesto aumento en las pérdidas máximas observado (1 kW) no invalida los beneficios del sistema FV. La energía generada localmente (especialmente la consumida in situ) evita pérdidas mucho mayores que ocurrirían en la transmisión y distribución si esa misma energía viniera de plantas centralizadas más lejanas (González, 2015). El balance neto entre energía generada localmente y el ligero aumento de pérdidas en escenarios específicos suele ser positivo.

Se demostró que:

1. Una reducción significativa en la demanda neta medida en la línea principal, debido al autoconsumo local de la generación FV.
2. Un impacto variable en las pérdidas técnicas: mientras que las pérdidas durante períodos de baja generación FV o demanda mínima no cambian, puede ocurrir un aumento marginal en las pérdidas máximas debido a los flujos de potencia bidireccionales y las corrientes circulantes resultantes de la inyección de excedentes de generación FV hacia la red. Este estudio de caso cubano subraya la importancia de realizar análisis detallados de flujo de potencia para gestionar óptimamente la integración de renovables en redes existentes.

Línea de subtransmisión: con y sin el aporte de la generación FV escenario Base y Normal.

Para este análisis se confeccionaron las tablas de los (Anexos 11 y 38), donde describen el comportamiento de las pérdidas de potencia en (kW) y en unidad de por ciento (%) en la red eléctrica MU700, se confeccionó en dos instantes, una curva de potencia con el aporte de la generación FV y otra curva de potencia sin el aporte de la generación FV. Además, en la (Fig. 3.15) se muestra la relación y el comportamiento de las curvas de pérdidas en (kW) y en (%) del PSFV. Según la (Tabla 3.17) expone un resumen de los datos en los indicadores evaluadores en sus 3 escenarios principales, del criterio sobre el análisis de pérdidas absolutas, se puede observar que hubo un aumento de pérdidas máximas con la FV de (34 kW con 33.6 kW), esto técnicamente es correcto porque durante las horas de alta generación de FV (mediodía), la inyección masiva de potencia aumenta el flujo de corriente en la línea eléctrica, elevando las pérdidas por efecto Joule ($P_{pérdida} = I^2 \times R$). Cuando los valores de pérdidas superan el 3-6% de la potencia transmitida, se sugiere verificar la capacidad térmica de los conductores y considerar refuerzos en la red. Y según los valores mínimos obtenido en la (Tabla 3.17), que describe una reducción de pérdidas mínimas con la FV (21.7 kW con 21.8 kW), también es técnicamente correcto debido que en las horas de baja demanda (noche), la FV no genera, pero la reducción se explica por una menor corriente total al desplazar la generación convencional con mayores pérdidas aguas arriba.

En el análisis de porcentajes de pérdidas, Según los (Anexo 11 y 38) se expone lo siguiente:

Horarios con los valores en (%) negativo:

- 7:00 AM - 10:00 AM: (-0.62% a -0.13%)
- 4:00 PM - 7:00 PM: (-0.80% a -0.50%)

Horarios con los valores en (%) positivo:

- Máximo: +1.39% (mediodía)
- Resto del día: Valores positivos.

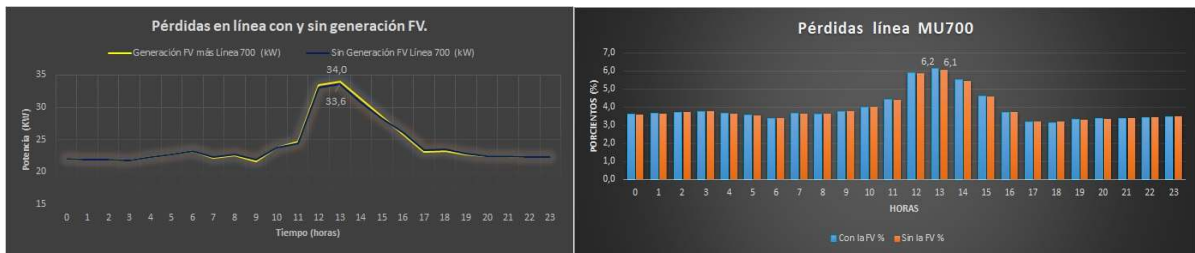


Figura 3.15 Relación curvas de pérdidas en (kW) y (%) de la línea: con y sin la generación FV.

Los valores o porcentajes negativos técnicamente no indican "ganancias" físicas, sino una reducción neta de pérdidas totales del sistema debido al efecto de la generación distribuida. Esto se argumenta por razones como: El mecanismo físico que la FV inyecta potencia cerca de los consumos, reduciendo el flujo de corriente desde subestaciones lejanas, esto disminuye las pérdidas en tramos aguas arriba de la red. Esto se referencia en los textos (Ghosh, S. 2010, Gönen, T. 1986, Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. 1994), donde establece los desafíos de la distribución moderna, incluyendo el impacto de la generación distribuida en los flujos de potencia y las pérdidas, fundamentando el concepto de flujo bidireccional, también se establece la teórica para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución bajo el paradigma de flujo unidireccional, es consistente con el principio de que la generación distribuida desplaza la energía que de otro modo fluiría a través de toda la línea (Masters, 2013; IEEE Std 1547-2018).

Sin la generación solar: La "Demanda de Referencia" es clara la potencia activa consumida por las cargas conectadas aguas abajo del punto de medición de pérdidas. Las pérdidas siempre son positivas (consumo de energía en los cables), resultando en un porcentaje positivo.

Con la generación solar: Cuando el parque solar genera más energía de la que consumen las cargas locales en un momento dado, el excedente de energía fluye hacia arriba en la red, hacia la subestación o red principal. En este escenario el flujo de potencia se invierte y la potencia activa neta medida en el punto de conexión de la red principal (donde normalmente se mide la "demanda") puede volverse negativa (la red está recibiendo energía del sistema local, no suministrándola según (Li, Li, & Sun 2017), expone un artículo de investigación específico que modela y explica explícitamente el fenómeno de las "pérdidas negativas" en redes con generación distribuida, validando la explicación técnica demostrada.

El cálculo del valor del (%) de pérdidas:

$$\% \text{ Pérdidas} = (\text{Pérdidas}_{\text{con FV}} - \text{Pérdidas}_{\text{sin FV}} / \text{Generación FV}) \times 100 \text{ (ecuación 3.12)}$$

Es decir, los valores negativos ocurren cuando las $\text{Pérdidas}_{\text{con FV}} < \text{Pérdidas}_{\text{sin FV}}$, por concepto la FV reduce más pérdidas de las que genera.

Las pérdidas siguen siendo positivas: Las pérdidas técnicas en los cables ($I^2 \cdot R$) siguen existiendo y son un valor positivo (kW), ya que la corriente eléctrica fluye a través de la resistencia de los conductores, disipando calor, independientemente de la dirección del flujo de potencia neto.

Interpretación de la (Fig. 3.16) sobre la diferencia porcentual entre las dos condiciones de pérdidas con FV y sin FV a 2.2 MW horarias:

Este gráfico muestra un comportamiento en forma porcentual y horaria entre las dos curvas de pérdidas del PSFV Cárdenas 3 con generación FV a 2.2 MW, se describe detalladamente su comportamiento para entender la incidencia de la generación FV sobre la línea.

1. Análisis de 7:00 AM - 10:00 AM (valores negativos):

- Causa: La generación FV matutina cubre las demandas locales, reduciendo el flujo desde la subestación principal. En la mañana la generación solar aumenta rápidamente mientras la demanda local aún no alcanza su pico. Es fácil que la generación supere brevemente la demanda local, invirtiendo el flujo neto.

- Ejemplo: Si sin la FV se transmitían 1 MW con 30 kW de pérdidas, y con la FV se transmiten 0.7 MW con 20 kW de pérdidas, el sistema ahorra 10 kW. Si la FV inyecta 0.3 MW, el % pérdidas serías de: $(20 - 30) / (300) \times 100 = -3.33\%$.

2. Análisis al mediodía (máximo positivo +1.39%):

- Causa: Exceso de generación FV que fluye hacia la subestación, aumentando pérdidas en el trayecto.

3. Análisis de 4:00 PM - 7:00 PM (valores negativos):

- Causa: La FV aún genera (puesta de sol), mientras la demanda aumenta. La energía local reduce flujos desde fuentes lejanas, disminuyendo pérdidas globales. En la tarde la generación solar disminuye, pero la demanda local aún es alta. Sin embargo, justo cuando el sol se pone o hay nubes pasajeras, la generación puede caer rápidamente mientras la demanda sigue siendo alta. Pero si la generación cae más lentamente que la demanda en un momento específico, o si hay fluctuaciones, también pueden darse breves periodos donde la generación local excede la demanda local, causando inversión del flujo. La clave es la variabilidad rápida en la relación

generación-demanda local durante estas horas. Se puede observar en el (Anexo 38) los valores de pérdidas técnicas en la línea como varían en diferentes horarios.

Sugerencias técnicas:

1. Optimización de horarios negativos:

- Aprovechar los horarios con los porcentos (%) negativo (AM-PM) para inyectar energía FV maximiza el ahorro en pérdidas.
- Considerar baterías para desplazar generación de mediodía (% positivo alto) a horarios con % negativo.
- Estos valores negativos, aunque pequeños, son una señal clara de que en esos momentos específicos (mañana y tarde), el parque solar FV está generando más energía de la que consumen las cargas locales aguas abajo del punto de medición de pérdidas, inyectando el excedente hacia la red principal. La fórmula de porcentaje, al usar la potencia neta (que es negativa en esos momentos) como denominador, produce el resultado negativo. Se observa en (Anexo 38).

2. Gestión de pérdidas relativa en el mediodía:

- Problema: El valor de la diferencia porcentual del 1.39% positivo indica estrés en la red. Se puede dar solución. Reforzando conductores en tramos críticos, instalando reguladores de tensión (capacitores) para reducir corrientes reactivas.

3. Las pérdidas absolutas (kW) similares: El hecho de que las pérdidas máximas y mínimas en kW sean muy similares con y sin el parque solar (Max 34kW vs 33.6kW, Min 21kW en ambos casos) indica que la presencia de la solar no está causando un aumento dramático de las pérdidas por efecto Joule en los cables. Esto es coherente, ya que las pérdidas dependen principalmente de la corriente al cuadrado (I^2) y la resistencia (R). la energía FV solar reduce la corriente neta proveniente de la red, pero introduce corriente en otros puntos del circuito.

4. La inversión del flujo de potencia neto (del sistema local hacia la red principal) durante periodos donde la generación solar local excede la demanda local.

5. El uso de esta potencia neta invertida (negativa) como "Demanda de Referencia" en el cálculo del porcentaje de pérdidas (Pérdidas Positivas / Demanda Neta Negativa) * 100% = Porcentaje Negativo`.

6. La variabilidad típica de la generación solar y la demanda, especialmente pronunciada durante las transiciones de la mañana y la tarde en Cuba según (Montero et al. 2020), proporciona contexto local y relevancia al situar el problema dentro de los desafíos técnicos identificados en

la implementación de energía solar FV y microrredes en Cuba. Demuestra que el fenómeno no es aislado y es reconocido en el ámbito técnico cubano.

Se puede concluir en el análisis de las pérdidas técnicas en la red eléctrica con y sin el aporte de la generación FV que: los valores de pérdidas en porcentajes negativos reflejan el efecto de reducción neta de pérdidas cuando la FV desplaza generación de plantas lejanas, la FV actúa como fuente de generación distribuida, optimizando el flujo de energía y reduciendo pérdidas globales en horarios clave (AM/PM) y se puede mantener como un reto gestionar el aumento de pérdidas locales durante máxima generación (mediodía) con refuerzos o almacenamiento. Es decir, en la tabla del (Anexo 11) describe como se refleja la generación del PSFV que influye en el flujo de la potencia de la línea de subtransmisión alterando las pérdidas técnicas (resistivas) en función de la magnitud y dirección de la corriente. El PSF comienza a generar, pero aún no está en su capacidad máxima. La energía solar cubre parte de la demanda local, reduciendo la corriente que fluye desde la red principal hacia la carga. Menor circulación de corriente en línea (las pérdidas resistivas $I^2 \cdot R$ disminuyen. El valor negativo indica q las pérdidas son inferiores a un valor de referencia como: pérdidas sin generación solar.

Por tanto, este análisis confirma que la FV aporta beneficios netos al sistema, pero requiere gestión activa para maximizar su eficiencia.



Figura 3.16 Comportamiento diferencia porcentual entre 2 condiciones: con y sin la FV.

Escenario límite a 21.8 MW:

Según los valores mostrados en los (Anexos 32 y 33), se confeccionaron los gráficos de la (Fig. 3.17 A y B), donde describen el comportamiento y la relación entre las 2 curvas de pérdidas horarias en (kW) y en (%) con y sin la generación FV. Además, se muestra el comportamiento en forma diferencia porcentual en (%) de dichas curvas visualizado en el gráfico (Fig. 3.17 C). En su comportamiento general sobre las pérdidas se observa un fenómeno contraintuitivo pero documentado en sistemas con alta penetración de generación distribuida: las pérdidas totales en la línea aumentan significativamente durante las horas de generación solar, en lugar de disminuir.

Descripción de las pérdidas según gráficos de la (Fig. 3.17 A y B):

- Horas sin generación (0-6 h, 19-23 h): Las pérdidas en ambos escenarios son prácticamente idénticas (entre 22.6 y 23.9 kW), con diferencias mínimas (inferiores a 0.01 kW). La demanda de la línea en este periodo fluctúa entre 580 y 684 kW. Esto confirma que, en ausencia de inyección solar, el perfil de pérdidas es dictado exclusivamente por la demanda.
- Horas con generación (7-18 h): Se produce una divergencia extrema entre ambos escenarios. Las pérdidas en el escenario con el PSFV se disparan, alcanzando un máximo de 409.47 kW a las 12 h del medio día. En contraste, las pérdidas en el escenario sin el PSFV se mantienen en un rango mucho más bajo (22.41 a 33.57 kW). Por ejemplo, a las 12 h, las pérdidas con el PSFV son más de 12 veces mayores que sin él.

Relación entre Generación, Demanda y Pérdidas

El análisis revela que el aumento desproporcionado de las pérdidas está directamente vinculado a la magnitud de la generación FV en relación con la demanda local, se visualiza en la (Fig. 3.17 A y B):

- Desbalance energético: La generación del PSFV con valor (hasta 21.8 MW) es un orden de magnitud superior a la demanda de la línea MU700 (máxima de 737 kW). Este exceso de potencia debe ser evacuado aguas arriba hacia el sistema de transmisión o distribución primaria.
- Inversión del flujo de potencia: Durante las horas pico de generación solar, es muy probable que el flujo de potencia neto en la línea se invierta. En lugar de fluir desde la subestación hacia la carga, la potencia fluye desde el PSFV (en el extremo de la línea o en un punto intermedio) hacia la subestación. Este flujo inverso, combinado con la potencia que aún debe suministrarse a la demanda local restante, puede generar niveles de corriente elevados que incrementan las pérdidas por efecto Joule ($P_{\text{pérdida}} = I^2 * R$) (Ackerman, Söder, & Kling, 2007).
- Máximos coincidentes: El pico absoluto de pérdidas (409.47 kW) ocurre a las 12 h, coincidiendo con un valor alto de generación FV de (21.8 MW) y una demanda moderada (565 kW). Esto sugiere que existe un punto óptimo de desbalance donde las pérdidas se maximizan.

Este hallazgo se alinea con la literatura que indica que la generación distribuida puede reducir las pérdidas cuando su tamaño y ubicación son óptimos, pero puede aumentarlas si la inyección es masiva y no coincide con el perfil local de carga, provocando fuertes flujos de potencia en sentido contrario al habitual (Keane & O'Malley, 2005). También se centra el análisis en el indicador de

cambio porcentual en pérdidas donde un valor positivo indica que las pérdidas aumentan en el escenario con el PSFV y un valor negativo indicaría que las pérdidas disminuyen.

Análisis de las pérdidas relativas o diferencia porcentual según (Fig. 3.17 C):

El presente documento analiza el cambio relativo en las pérdidas de potencia en la línea MU700 ante la inyección de energía desde el PSFV de 21.8 MW. El foco del análisis no es solo las pérdidas técnicas absolutas de la línea, sino también la diferencia porcentual entre dos estados operativos: uno con el PSFV inyectando energía y otro sin dicha generación. Este indicador relativo es crucial para cuantificar la magnitud del impacto que tiene la generación distribuida a gran escala en el comportamiento de las pérdidas del sistema según (Pepermans, Driesen, Haeseldonckx, Belmans, & D'haeseleer, 2005).

1. El análisis se realiza sobre datos horarios de un día típico ver (Fig. 3.17 C):

a) Metodología de análisis: El análisis se centra en el indicador de cambio porcentual en pérdidas, calculado como:

$$\text{Cambio \%} = (\text{Pcon PSFV} - \text{Psin PSFV} / \text{Psin PSFV}) \times 100 \text{ (ecuación 3.13)}$$

Donde (P) representa las pérdidas en kW.

-Un valor positivo indica que las pérdidas aumentan en el escenario con PSFV.

-Un valor negativo indicaría que las pérdidas disminuyen.

b) Comportamiento del cambio porcentual horario: El análisis del cambio porcentual revela un impacto dramático y no lineal de la generación PSFV.

-Período nocturno (0-6 h, 19-23 h): El cambio porcentual es prácticamente nulo (valores cercanos a 0%). Esto es consistente con la ausencia de generación FV y confirma que, cuando el PSFV no opera, el perfil de pérdidas de la línea es idéntico en ambos escenarios.

-Período diurno con generación (7-18 h): Se observan aumentos porcentuales extremadamente altos en las pérdidas. El cambio no es uniforme, sino que sigue la curva de generación solar, alcanzando sus valores máximos durante las horas centrales del día.

-Máximos absolutos: El cambio porcentual supera el 1100% en múltiples horas. El pico más notable ocurre a las 10 h, donde las pérdidas con PSFV (307.18 kW) son un 1171% mayores que las pérdidas sin PSFV (24.16 kW). Esto significa que las pérdidas se multiplican por más de 12.

-Tendencia: El porcentaje de aumento es especialmente severo durante la mañana (7-12 h), se mantiene en niveles altísimos (>1000%) al mediodía, y comienza a decrecer durante la tarde (13-18 h) a medida que decae la generación FV.

2. Relación entre el cambio porcentual y las variables del sistema (Anexo 32):

El comportamiento observado se explica por la interacción entre dos factores clave:

a) Desproporción entre generación y demanda local: La generación del PSFV (hasta 21.8 MW) es órdenes de magnitud mayor que la demanda de la línea MU700 (máximo 737 kW). Esta gran inyección de potencia crea un flujo de potencia reverso sustancial que debe ser evacuado por la línea hacia la subestación. Las pérdidas en una línea son proporcionales al cuadrado de la corriente ($P_{\text{pérdida}} = I^2 \cdot R$). Por lo tanto, un gran flujo de potencia en dirección opuesta a la habitual genera un incremento cuadrático en las pérdidas respecto al escenario base, donde la corriente solo es impulsada por la demanda local (Ackermann, 2005).

b) Punto de conexión y perfiles de carga: El elevado cambio porcentual sugiere que el PSFV está conectado en un punto de la red donde, para exportar su energía, la potencia debe recorrer largos tramos de la línea MU700. Si la generación estuviera ubicada eléctricamente cerca del punto de acoplamiento con el sistema principal, el impacto en las pérdidas de esta línea específica sería menor. El aumento porcentual es tan alto porque las pérdidas base sin PSFV (denominador en el cálculo) son muy bajas (22-33 kW), representando solo las pérdidas por la demanda local. La inyección masiva de PSFV introduce un nuevo y mucho mayor componente de flujo de potencia, disparando las pérdidas absolutas y, en consecuencia, el cambio porcentual (Celli, Ghiani, Mocci, & Pilo, 2005).

3. Interpretación del indicador de cambio porcentual (Fig. 3.17 C):

a) No representa la eficiencia de la línea: Un valor del 1171% no significa que se pierda esa cantidad de energía. Significa que, comparado con el escenario base sin el PSFV, las pérdidas son 12 veces mayores.

b) Es un indicador de sensibilidad: Evidencia cuán sensible es el patrón de pérdidas de esta línea específica a la inyección de generación distribuida a gran escala en su punto de conexión actual.

c) Señal de un posible problema de planeamiento: Incrementos porcentuales de esta magnitud son una señal clara de que la capacidad de la línea, su configuración o el punto de conexión del PSFV podrían no ser los óptimos para integrar esa cantidad de generación, al menos desde la perspectiva de la eficiencia técnica local (Katiraei, Abbey, & Tang, 2007).

Conclusiones:

1. El indicador de cambio porcentual revela que el diseño actual del sistema de distribución (punto de conexión, capacidad de la línea) es altamente sensible a la integración de esta planta FV a gran escala, lo que resulta en una operación mucho menos eficiente para esta línea en particular durante el día.
2. La causa raíz es el gran desbalance entre la generación inyectada (21.8 MW) y la demanda local de la línea (0.7 MW máximo). Esto genera flujos de potencia inversos de alta magnitud que elevan las pérdidas por efecto Joule.
3. El beneficio global del sistema (reducción de pérdidas en niveles de subtransmisión, desplazamiento de generación fósil) podría seguir siendo positivo. Sin embargo, a nivel de la línea de distribución MU700, el impacto local es negativo en términos de eficiencia.
4. El cambio porcentual extremadamente alto en las pérdidas es consecuencia de la gran desproporción entre la generación FV y la demanda local, que genera fuertes flujos de potencia reversos, los cuales elevan las pérdidas de forma cuadrática en comparación con el escenario base de solo demanda.

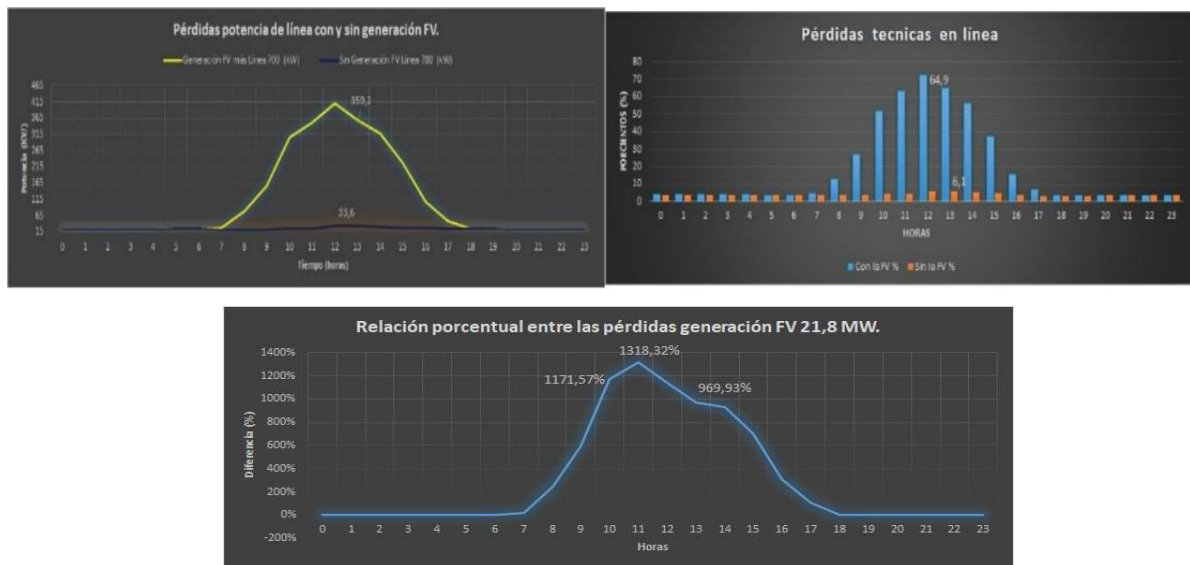


Figura 3.17 Pérdidas técnicas en (kW) A, pérdidas técnicas en (%) B, y diferencia porcentual en (%) con y sin la generación FV de 21.8 MW.

Transformador de potencia en la subestación: con y sin el aporte de la generación FV.

Escenario: Base y Normal: Según los valores mostrados en la tabla del (Anexos 12) sobre el comportamiento de las pérdidas en el transformador, según la (Tabla 3.17) donde se muestra este

criterio comparándose en 3 escenarios principales, y según el (Anexo 12) se construyó un gráfico la (Fig. 3.18) donde se visualiza el comportamiento entre las curvas de pérdidas de potencia en el transformador de la subestación y la relación sobre la diferencia porcentual entre las curvas. Se describe como:

a) Comportamiento general de pérdidas:

Horas sin generación FV (0-6 h y 21-23 h):

- Pérdidas prácticamente idénticas en ambos escenarios (diferencias < 0.001 kW).
- Mínimo de pérdidas: 29.274 kW (a las 3 h), tanto con FV como sin FV.

Esto indica que, sin generación solar, el sistema se comporta de manera similar, y las pérdidas dependen básicamente de la carga base.

Horas con generación FV (7-20 h):

- Pérdidas sistemáticamente menores en el escenario con FV.
- La mayor reducción absoluta se presenta al mediodía, coincidiendo con el pico de generación FV.

Ejemplos destacados:

- Hora 12: Generación FV = 1309.997 kW; pérdidas con FV = 36.921 kW, sin FV = 41.546 kW reducción de 4.625 kW.
- Hora 13: Generación FV = 1359.997 kW; pérdidas con FV = 32.925 kW, sin FV = 37.164 kW reducción de 4.239 kW.
- Hora 17: Generación FV = 660.000 kW; pérdidas con FV = 49.897 kW, sin FV = 52.928 kW reducción de 3.031 kW.

b) Valores Extremos:

- Pérdidas máximas: Con FV: 49.897 kW (a las 17 h) y Sin FV: 52.928 kW (a las 17 h). La generación FV reduce las pérdidas máximas en 3.031 kW (5.7%).
- Pérdidas mínimas: Con FV: 29.274 kW (a las 3 h), Sin FV: 29.274 kW (a las 3 h) y Sin efecto de la FV durante la noche.

c) Reducción de pérdidas vs. generación FV: La reducción de pérdidas no es estrictamente proporcional a la generación FV, debido a la variación de la carga del sistema. Sin embargo, se observa una correlación positiva: a mayor generación FV, mayor reducción de pérdidas, especialmente en el rango de 900–1350 kW de generación, donde las reducciones superan los 4 kW.

Análisis porcentual de las pérdidas en transformador con y sin generación FV en 2.2 MW.

Los valores en este escenario son predominantemente negativos, con variaciones significativas durante las horas de generación solar, se utilizó para obtener estos valores la (Ecuación 3.14), se visualiza en la (Fig. 3.18):

Diferencia % = $(\text{Pérdidas con FV} - \text{Pérdidas sin FV} / \text{Pérdidas sin FV}) * 100$ (ecuación 3.14)

Interpretación de los signos en el gráfico:

- Valor negativo: indica reducción de pérdidas con FV respecto al caso sin FV.
- Valor positivo: no presente en estos datos, indica aumento de pérdidas con FV respecto al caso sin FV.
- Valor = 0: No hay cambios significativos, típico cuando la generación FV es nula o desaparece.

Descripción:

a) Horas sin generación FV (0–6 h, 21–23 h):

- Valores: Entre -0.0001% y -0.0006%
- Interpretación: Las diferencias son prácticamente cero, lo que indica que sin inyección FV, las pérdidas son casi idénticas. Las mínimas variaciones se atribuyen a la precisión numérica del modelo de flujo de carga.
- Fundamento: Como señala (Gómez-Expósito et al., 2018), las pérdidas en transformadores dependen del cuadrado de la corriente de carga. Sin generación local, la corriente neta es la misma, por lo que las pérdidas no varían.

b) Horas con generación FV (7–20 h):

- Valores negativos moderados: Desde -0.09% a -11.41%
- Patrón observado: La reducción de pérdidas aumenta con la generación FV, alcanzando su máximo valor de (-11.41%) a las 13 h, cuando la generación es de 1359.99 kW.
- Explicación técnica: La inyección de energía local reduce el flujo de potencia desde la red de 110 kV, disminuyendo la corriente en el transformador y, por ende, las pérdidas por efecto Joule ($P = I^2 * R$). “La generación distribuida FV puede reducir sustancialmente las pérdidas técnicas en redes de distribución y subtransmisión, especialmente cuando la localización de la generación coincide con centros de demanda” (Jenkins et al., 2010, p. 115).

c) Máxima reducción observada:

- Hora 13: -11.41% (Pérdidas con FV: 32.93 kW vs. sin FV: 37.16 kW)

- Relación con generación: La generación FV de potencia (1359.99 kW) cubre parte de la demanda local, aliviando la carga del transformador.

Discusión:

- Mecanismo de reducción: La generación FV local alimenta parte de la demanda en el lado de baja tensión, disminuyendo el flujo de potencia a través del transformador desde la red. Esto reduce las pérdidas por carga (pérdidas en el cobre), que dependen del cuadrado de la corriente.
- Efecto en la curva de pérdidas: Las pérdidas con FV presentan un perfil más aplanado durante el día, con menores picos en horas de alta demanda (tarde), lo que indica un efecto de aplanamiento de la curva de carga neta en el transformador.
- Impacto relativo: Las pérdidas representan un porcentaje muy bajo de la capacidad del transformador (0.2% para el valor máximo), pero la reducción por FV es significativa en términos relativos (hasta 10% de reducción horaria).
- Consideraciones: La línea MU700 podría influir en las pérdidas, pero al comparar ambos escenarios, el cambio principal atribuible es la inyección FV.

Conclusiones:

1. La generación FV reduce efectivamente las pérdidas en el transformador de 25 MVA durante las horas de irradiación solar.
2. La máxima reducción ocurre en horas de alta generación FV (mediodía), alcanzando valores de hasta 4.6 kW por hora.
3. En horas sin generación FV, no hay impacto apreciable en las pérdidas.
4. El beneficio total diario en pérdidas evitadas es considerable, contribuyendo a una operación más eficiente del sistema de distribución.
5. Se recomienda extender el análisis a un periodo más largo y considerar perfiles de carga variables para cuantificar el ahorro anual.

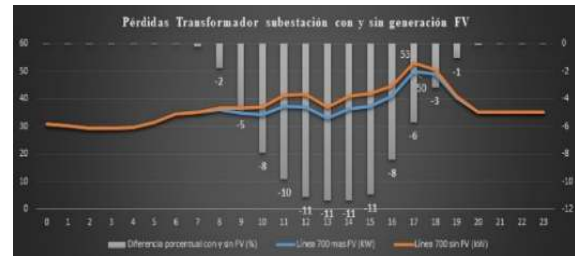
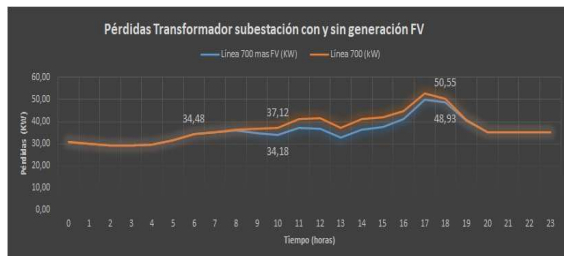


Figura 3.18 Pérdidas potencia en el transformador subestación y diferencia porcentual entre curvas con-sin la generación 2.2 MW.

Escenario límite a 21.8 MW:

Según el (Anexo 39) describe un análisis técnico del comportamiento de las pérdidas en el transformador de potencia de la subestación con y sin el aporte de la generación FV a aporte límite de generación, y de esta se construyó el gráfico de la (Fig. 3.19) donde visualiza la relación y comportamiento de las curvas de pérdidas en el transformador en (kW) con y sin la generación FV y el análisis sobre la diferencia porcentual entre las curvas en (%), además en la (Tabla 3.17) se puede ver el comportamiento de este indicador en los 3 escenarios principales.

Resultados:

- Sin generación FV (horas 0–6 y 19–23): La generación FV es 0 kW, y las pérdidas con y sin FV son muy similares, con diferencias porcentuales entre -0.0005% y -0.0006%. Esto indica que, sin generación solar, la presencia de la línea MU700 no tiene un impacto significativo en las pérdidas o podría estar introduciendo leves variaciones en el flujo de potencia que resultan en pérdidas marginalmente menores en el escenario con FV. Estas diferencias son despreciables y pueden atribuirse a ruido numérico en los cálculos de flujo de carga (Gómez-Expósito et al., 2018).
- Con generación FV (horas 7–18): La generación FV varía desde 1525.99 kW hasta 21799.98 kW con (21.8 MW). Las pérdidas con FV son menores que sin FV en todas las horas, con diferencias porcentuales significativamente negativas que oscilan entre -6.36% y -52.62%. La magnitud de la reducción porcentual no es lineal con la generación FV, sino que depende de la interacción entre la generación inyectada y el perfil de carga en cada hora.

Ejemplo destacado:

- Hora 8: Generación FV = 8719.99 kW, pérdidas con FV = 21.16 kW, sin FV = 36.58 kW, diferencia = - 42.14%. La generación FV reduce a casi la mitad las pérdidas.
- Hora 12:00: Generación FV = 21800 kW (máxima generación), la reducción es del -13.41%, lo que sugiere que un exceso de generación podría cambiar los patrones de flujo y no siempre maximizar la reducción de pérdidas según (Chowdhury & Rahman, 1990).
- Hora 16: Generación FV = 10246 kW, pérdidas con FV = 21.24 kW, sin FV = 44.83 kW, la diferencia = - 52.62% (máxima reducción). La reducción más alta, donde las pérdidas con FV son menor de la mitad de las pérdidas sin FV.
- Valores máximos y mínimos (filas “máx” y “mín”):
 - Pérdidas con FV: Máx = 44.19 kW (hora 18), Mín = 21.16 kW (hora 8).

- Pérdidas sin FV: Máx = 52.93 kW (hora 17), Mín = 29.27 kW (hora 3).
- Generación FV: Máx = 21799.98 kW (hora 12), Mín = 0 kW (varias horas).

¿Por qué los valores son negativos?

Los valores negativos se calculan como: $(\text{Diferencia \%} = P_{\text{con FV}} - P_{\text{sin FV}} / P_{\text{sin FV}} * 100)$

Dado que las $P_{\text{con FV}}$ es siempre menor que las $P_{\text{sin FV}}$, el numerador es negativo, resultando en un porcentaje negativo. Esto tiene una interpretación física clara un valor negativo en la diferencia porcentual indica que la integración de generación FV reduce las pérdidas técnicas en el transformador y la línea asociada (Chowdhury & Rahman, 1990).

Interpretación de los resultados:

- La generación FV reduce significativamente las pérdidas en el transformador durante las horas de radiación solar (7:00–18:00), con reducciones de hasta 52.62% (hora 16). Con una capacidad FV casi 10 veces mayor, la inyección local cubre una porción sustancial de la demanda, reduciendo drásticamente el flujo de potencia a través del transformador. Esto minimiza las pérdidas tanto en el cobre como en el núcleo.
- Esto se debe a que la generación distribuida inyecta potencia localmente, reduciendo el flujo de potencia a través del transformador y, por ende, las pérdidas por carga (Chowdhury & Rahman, 1990). “A mayor penetración de generación renovable distribuida, mayor es la reducción potencial de pérdidas técnicas, siempre que la generación sea consumida localmente y no cause flujos inversos significativos hacia la red de transmisión” (Ackermann et al., 2005, p. 201).
- En horas sin generación FV, las pérdidas son dominadas por la carga base y las pérdidas de vacío, que no varían entre ambos escenarios (Gómez-Expósito et al., 2018).
- La integración de generación FV distribuida puede reducir las pérdidas técnicas en redes de distribución, especialmente cuando la generación coincide con picos de demanda local (Chowdhury & Rahman, 1990).
- La reducción de pérdidas en transformadores depende de la localización y magnitud de la generación renovable, así como del perfil de carga (Gómez-Expósito et al., 2018).
- En sistemas con alta penetración FV, las pérdidas pueden disminuir hasta en un 50%, como se observa en el análisis horario presentado ver tabla, hora 16 en (Anexo 39).
- Alivio de carga en el transformador: La generación FV inyecta potencia localmente, reduciendo el flujo de potencia a través del transformador, lo que disminuye las pérdidas por carga ($I^2 * R$).

- Mejora del perfil de voltaje: La inyección de potencia reactiva (asumida en el escenario con FV) puede mejorar el perfil de voltaje, reduciendo las pérdidas por corriente (IEEE, 2012).
- Redistribución de flujos de potencia: La generación distribuida modifica los flujos de potencia en la red, pudiendo reducir las pérdidas totales si está ubicada cerca de cargas (Gómez-Expósito et al., 2018).

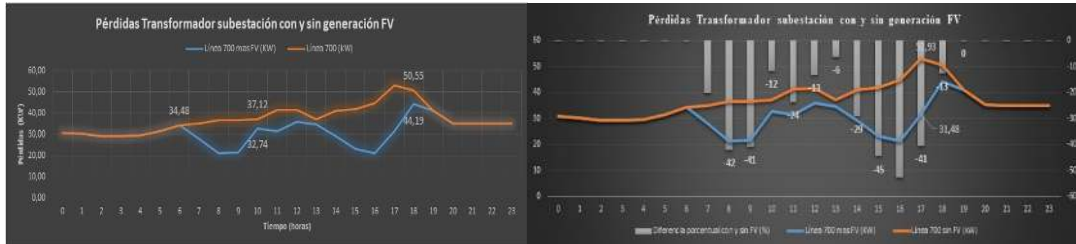


Figura 3.19 Pérdidas potencia en el transformador subestación y diferencia porcentual entre curvas con-sin la generación 21.8 MW.

Analisis según los valores de pérdidas en placa del transformador de 25MVA:

Según la IEEE C57.12.00 Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers, exige una tolerancia del $\pm 7.5\%$ del valor nominal de pérdidas definido por el fabricante.

Datos chapa:

- pérdidas en vacío (hierro) = 15kW (pérdidas fijas).
- pérdidas en carga (cobre) = 85kW (pérdidas variables con la carga).
- pérdidas totales $P_{\text{totales}} = 15\text{kW} + 85\text{ kW} = 100\text{ kW}$ (documentación técnica).

Cálculo del límite superior:

$$\text{Límite superior} = P_{\text{total}} * (1+0.075) = 100\text{ kW} * 1.075 = 107.5\text{ kW}$$

$$\text{Límite inferior} = P_{\text{total}} * (1-0.075) = 100\text{ kW} * 0.925 = 92.5\text{ kW}$$

Comparación resultados y tolerancia:

Escenario	Pérdidas (kW)	Tolerancia pérdidas (kW)
Base sin FV	52.9	92.5 a 107.5
Normal 2.2 MW	49.9	
Límite 21.8 MW	44.2	

Según la tabla anterior los valores de pérdidas totales obtenidos en los escenarios analizados se compararon con el valor de tolerancia establecidos en la norma IEEE C57.12.00, la cual permite una desviación máxima de +7.5% sobre el valor de pérdidas garantizado por el fabricante. Considerando un valor de pérdidas garantizado típico para un transformador de 25 MVA (del orden de 100 kW), todos los resultados se encuentran muy por debajo del límite superior permitido (107.5 kW), lo que demuestra que el transformador analizado posee un rendimiento eléctrico excepcional y cumple ampliamente con los requisitos normativos.

3.6.2. Análisis del Perfil de Tensión y Estabilidad.

Comparación de Escenarios: Base, Normal (2.2 MW) y Límite (21.8 MW):

Según el epígrafe 2.4.2 del capítulo 2 se argumenta como se conformaron las tablas de los (Anexos 9 y 10). Para esta interpretación se intencionó mostrar la descripción en 2 etapas: la primera es ver la tensión a la salida del punto de suministro del PSFV relaciona el (Anexo 9) y las (Fig. 3.20 A y B) y como segunda etapa es ver la tensión en el nodo más alejado al final de la línea relaciona el (Anexo 10) y las (Fig. 3.21 A y B). En ambas figuras se visualiza el comportamiento de la tensión en 3 escenarios diferentes de generación FV y el comportamiento sobre la diferencia porcentual entre las curvas de tensión. Además, se mostró una descripción técnica por la semejanza entre el resultado de las curvas entre las (Fig. 3.20 y 3.21). También se puede observar en la (Tabla 3.17) el resumen de los indicadores evaluadores, específicamente los de tensión comparados en 3 escenarios principal.

Tensión en la salida del punto de suministro con FV del PSFV según (Anexo 9) y (Fig. 3.20 A-B):

- 1. Perfil temporal de tensión sin FV:** La tensión base en la salida del PSFV muestra variaciones entre 32.90 kV (hora 18) y 34.45 kV (hora 5), reflejando los cambios en la demanda a lo largo del día. Este perfil es ligeramente más alto que en el final de línea, como era de esperar debido a la caída de tensión a lo largo de la línea. Como señala (Kundur, 1994), "la tensión en un punto de suministro está influenciada por la carga aguas abajo y la impedancia de la red". Se confirma que, para el nivel de potencia de 2.2 MW, la generación distribuida no causa problemas de sobretensión en el punto de conexión (Masters, 2021).
- 2. Impacto de la inyección FV:** La incorporación de generación FV eleva significativamente la tensión en el PSFV.
 - Con 2.2 MW: Los valores oscilan entre 33.86 kV (hora 18) y 35.44 kV (horas 4-5).

- Con 21.8 MW: Los valores varían entre 34.18 kV (hora 18) y 35.44 kV (horas 1-7).

La diferencia entre ambos escenarios es más pronunciada en las horas centrales del día (8-16), donde la generación FV es máxima. En estas horas, la tensión con la potencia de 21.8 MW supera consistentemente a la tensión con la potencia de 2.2 MW, con diferencias de hasta 0.63 kV (hora 11). Sin embargo, en horas nocturnas (20-24) y primeras horas (1-7), las tensiones son casi idénticas, lo que sugiere que la generación FV real podría ser similar en ambos casos o que existen mecanismos de regulación que limitan el aumento de tensión (IEEE, 2018).

3. Cumplimiento de límites reglamentarios: Todos los valores de tensión se mantienen dentro de los límites establecidos (32.77-36.23 kV), aunque con la potencia de 21.8 MW se aproximan peligrosamente al límite superior en varias horas. Por ejemplo, en la hora 5, la tensión alcanza 35.44 kV, dejando solo 0.79 kV de margen hasta el límite de 36.23 kV. Esta proximidad justifica el análisis detallado del impacto de grandes inyecciones FV en la estabilidad de tensión en puntos críticos de conexión (CIGRÉ, 2016). Se muestra en la (Fig. 3.20 A).

4. Análisis de las Diferencias Porcentuales, (Fig. 3.20 B).

- Escenario Normal-Base (en % cambio 2.2 MW vs. sin FV)

Este indicador cuantifica el impacto relativo de una planta FV de pequeña escala en la salida del PSFV. Los valores oscilan entre 2.13% (hora 9) y 3.91% (hora 1), con un promedio de aproximadamente 3.2%. Esto significa que la inyección de 2.2 MW aumenta la tensión entre 2% y 4% respecto al caso base. La variación a lo largo del día refleja cómo la impedancia equivalente del sistema cambia con los niveles de carga, siendo más sensible en horas de baja demanda (Kundur, 1994).

- Escenario Límite-Base (en % cambio 21.8 MW vs. sin FV)

Aquí se evalúa el impacto de una planta FV de gran escala. Los valores varían entre 2.94% (hora 18) y 4.10% (hora 11), con un promedio de 3.6%. Comparado con el escenario anterior (normal-base), el incremento porcentual no es proporcional al aumento de potencia (10 veces más potencia produce solo 0.4-1.0% adicional de aumento de tensión). Esta no linealidad confirma que "la relación entre potencia inyectada y elevación de tensión depende de la impedancia de cortocircuito en el punto de conexión" (Masters, 2013).

- Escenarios Límite-Normal (en % cambio 21.8 MW vs. 2.2 MW)

Este indicador revela el impacto incremental de aumentar la potencia FV de 2.2 MW a 21.8 MW en el PSFV. Los valores muestran un patrón temporal interesante:

- Horas 1-7: Diferencias mínimas (0.00001% a 0.00002%), indicando que ambas plantas producen efectos similares en la tensión del PSFV.

- Horas 8-16: Diferencias significativas (0.39% a 1.81%), con máximo en hora 11 (1.81%).

- Horas 17-24: Diferencias nuevamente reducidas, incluso negativas en hora 20 (-0.0215%).

Este comportamiento sugiere que durante las horas de máxima generación solar (8-16), la planta solar de 21.8 MW tiene un impacto desproporcionadamente mayor en la tensión del PSFV, posiblemente debido a la saturación de los mecanismos de regulación local o a la menor capacidad de absorción de la red durante períodos de alta irradiación (ENTSO-E, 2021).

5. Interpretación de resultados e implicaciones para el PSFV:

a) Capacidad de integración en el punto de conexión: Los datos demuestran que el PSFV puede acomodar los 21.8 MW de generación FV sin violar los límites de tensión, aunque con márgenes reducidos. Esto sugiere que existe capacidad para integrar más energía renovable en este punto específico, pero requiere una gestión activa de la tensión. Como establece el estándar IEEE 1547-2018, "las instalaciones de generación distribuida deben incluir capacidades de regulación de tensión para mantener la estabilidad del sistema en el punto de conexión".

b) Efectos no lineales y regulación en el PSFV: La no proporcionalidad entre potencia inyectada y aumento de tensión (ejemplificada en escenario límite-normal) puede indicar la presencia de mecanismos de regulación automática en el PSFV o aguas arriba, posiblemente transformadores con cambio de tomas (LTC) o reguladores de línea. Estos dispositivos mitigan el aumento de tensión, pero pueden alcanzar sus límites operativos con alta penetración FV (CIGRÉ, 2016).

c) Consideraciones operativas específicas para el PSFV: La proximidad de la tensión al límite superior en horas de máxima generación FV requiere atención especial en el diseño y operación del PSFV. Se recomienda implementar estrategias como:

- Control de factor de potencia en inversores FV para absorber la reactiva cuando la tensión sea elevada.

- Curvas de respuesta tensión-potencia que reduzcan la inyección de activa ante las sobretensiones.

- Coordinación entre dispositivos de regulación para optimizar el perfil de tensión en el PSFV (ENTSO-E, 2021).

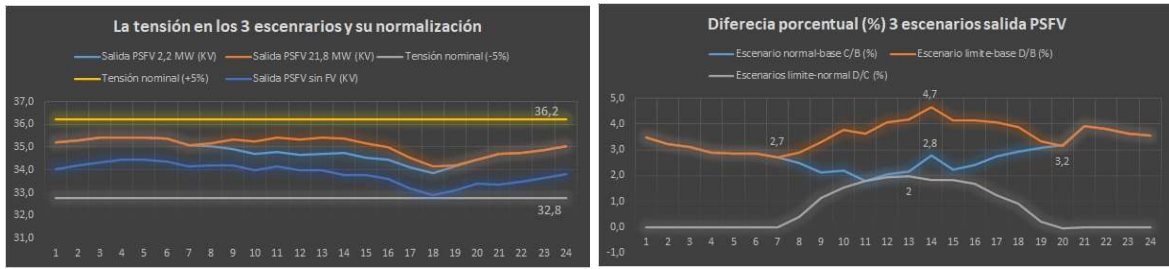


Figura 3.20 (A) Tensión en 3 escenarios valores máx. y min, (B) diferencia porcentual.

Tensión en el nodo más alejado al final línea del suministro con FV (Anexo 10) y (Fig. 3.21 A-B):

1. Perfil temporal de tensión sin FV: La tensión base muestra variaciones típicas de un sistema de distribución, con valores entre 32.86 kV (hora 18) y 34.43 kV (hora 5). Este perfil refleja los cambios en la demanda a lo largo del día, donde las tensiones más bajas coinciden con horas de alta carga y las más altas con períodos de baja demanda. Como señala (Kundur, 1994), "el perfil de tensión en sistemas de distribución está directamente relacionado con los patrones de carga y la impedancia de las líneas". Se muestra (Fig. 3.21 A).

2. Impacto de la inyección FV. (Fig. 3.21 A):

La incorporación de generación FV eleva significativamente la tensión en todos los casos:

- Con 2.2 MW: Los valores oscilan entre 33.83 kV (hora 18) y 35.42 kV (horas 4-5).
- Con 21.8 MW: Los valores varían entre 34.14 kV (hora 18) y 35.42 kV (horas 1-7).

La diferencia entre ambos escenarios es más pronunciada en las horas centrales del día (8-16), donde la generación FV presumiblemente es máxima. En estas horas, la tensión con 21.8 MW supera consistentemente a la de potencia con 2.2 MW, con diferencias de hasta 0.73 kV (hora 11). Sin embargo, en horas nocturnas (20-24) y primeras horas (1-7), las tensiones son casi idénticas, lo que sugiere que la generación FV real podría ser similar en ambos casos o que existen mecanismos de regulación que limitan el aumento de tensión (IEEE, 2018). (Fig. 3.21 A).

3. Cumplimiento de límites reglamentarios: Todos los valores de tensión se mantienen dentro de los límites establecidos (32.77-36.23 kV), aunque con la potencia de 21.8 MW se aproximan peligrosamente al límite superior en varias horas. Por ejemplo, en la hora 5, la tensión alcanza 35.42 kV, dejando solo 0.81 kV de margen hasta el límite de 36.23 kV. Esta proximidad justifica el análisis detallado del impacto de grandes inyecciones FV en la estabilidad de tensión (CIGRÉ, 2016). (Fig. 3.21 A).

4. Análisis de las diferencias porcentuales. (Fig. 3.21 B).

- Escenario Normal-Base (en % cambio 2.2 MW vs. sin FV): Este indicador cuantifica el impacto relativo de una planta FV de pequeña escala. Los valores oscilan entre 2.13% (hora 9) y 3.91% (hora 1), con un promedio de aproximadamente 3.2%. Esto significa que la inyección de 2.2 MW aumenta la tensión entre 2% y 4% respecto al caso base. La variación a lo largo del día refleja cómo la impedancia equivalente del sistema cambia con los niveles de carga, siendo más sensible en horas de baja demanda (Kundur, 1994).
- Escenario Límite-Base (en % cambio 21.8 MW vs. sin FV): Aquí se evalúa el impacto de una planta FV de gran escala. Los valores varían entre 2.94% (hora 18) y 4.10% (hora 11), con un promedio de 3.6%. Comparado con el escenario normal-base, el incremento porcentual no es proporcional al aumento de potencia (10 veces más potencia produce solo 0.4-1.0% adicional de aumento de tensión). Esta no linealidad confirma que "la relación entre potencia inyectada y elevación de tensión es inversamente proporcional a la impedancia de cortocircuito del punto de conexión" (Masters, 2013).
- Escenarios Límite-Normal (en % cambio 21.8 MW vs. 2.2 MW): Este indicador revela el impacto incremental de aumentar la potencia FV de 2.2 MW a 21.8 MW. Los valores muestran un patrón temporal interesante:
 - Horas 1-7: Diferencias mínimas (0.00001% a 0.00002%), indicando que ambas plantas producen efectos similares.
 - Horas 8-16: Diferencias significativas (0.39% a 1.81%), con máximo en hora 11 (1.81%).
 - Horas 17-24: Diferencias nuevamente reducidas, incluso negativas en hora 20 (-0.0215%).

Este comportamiento sugiere que durante las horas de máxima generación solar (8-16), la planta solar de 21.8 MW tiene un impacto desproporcionadamente mayor en la tensión, posiblemente debido a la saturación de los mecanismos de regulación o a la menor capacidad de absorción de la red durante períodos de alta irradiación (ENTSO-E, 2021).

5. Interpretación de Resultados e Implicaciones:

- Capacidad de Integración de la Red: Los datos demuestran que la red puede acomodar los 21.8 MW de generación FV sin violar los límites de tensión, aunque con márgenes reducidos. Esto sugiere que existe capacidad para integrar más energía renovable, pero requiere una gestión activa de la tensión. Como establece el estándar IEEE 1547-2018, "las instalaciones de generación distribuida deben incluir capacidades de regulación de tensión para mantener la estabilidad del sistema".

- Efectos no lineales y regulación: La no proporcionalidad entre potencia inyectada y aumento de tensión (ejemplificada en el escenario límite-normal) indica la presencia de mecanismos de regulación automática, posiblemente transformadores con cambio de tomas (LTC) o reguladores de línea. Estos dispositivos mitigan el aumento de tensión, pero pueden alcanzar sus límites operativos con alta penetración FV (CIGRÉ, 2016).
- Consideraciones operativas: La proximidad de la tensión al límite superior en horas de máxima generación FV requiere atención especial. Se recomienda implementar estrategias como: Control de factor de potencia en inversores FV para absorber reactiva cuando la tensión sea elevada, Curvas de respuesta tensión-potencia que reduzcan la inyección activa ante sobretensiones y Coordinación entre dispositivos de regulación para optimizar el perfil de tensión (ENTSO-E, 2021).

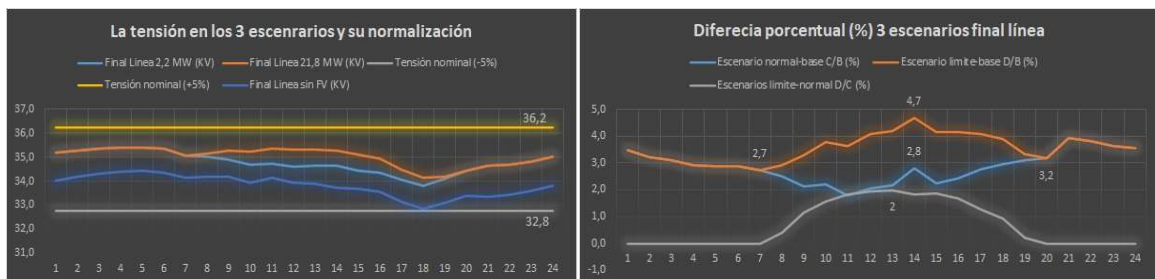


Figura 3.21 (A) la tensión en 3 escenarios y valor máx. y min, (B) diferencia porcentual.

Conclusiones:

El análisis de los tres escenarios revela que la integración de generación FV produce aumentos significativos de tensión en la salida del PSFV y en nodo al final de línea, con comportamientos no lineales respecto a la potencia inyectada. Mientras que 2.2 MW aumentan la tensión aproximadamente 3.2% manteniéndose dentro de los márgenes reglamentarios en promedio, la FV con 21.8 MW producen solo 0.4% adicional, evidenciando la acción de mecanismos de regulación y la robustez de la red.

Las diferencias porcentuales más marcadas durante las horas centrales del día destacan la importancia de considerar la variabilidad temporal en los estudios de integración renovable en puntos de conexión críticos. Aunque actualmente se cumplen los límites reglamentarios, la creciente penetración FV podría requerir refuerzos en la infraestructura o controles más avanzados para mantener la calidad del suministro.

Finalmente, este análisis subraya la utilidad de comparar múltiples escenarios para evaluar la capacidad de integración de renovables en puntos de conexión específicos, proporcionando

información valiosa para la planificación y operación de sistemas de distribución con alta penetración de generación distribuida. Según la referencia la metodología empleada comparar curvas de tensión con y sin FV es una práctica estándar en estudios de integración de renovables (Pérez-Arriaga, 2013; REE, 2022).

Descripción por la semejanza entre las curvas mostradas en las (Fig. 3.20 y 3.21):

1. Ubicación y control de la generación FV: Si los inversores FV operan con factor de potencia unitario (solo inyectan potencia activa), posible presencia de reguladores de tensión automáticos (tap changers) que compensan las variaciones y la generación FV podría estar cerca de una subestación con barra infinita.
2. Robustez del sistema: Una línea de 34.5 kV puede tener poca impedancia para esa magnitud de potencia.
3. Flujo de potencia con generación cerca de la subestación: Barra "rígida" o de potencia infinita
La subestación de 110/34.5 kV actúa como un punto de referencia de tensión constante, tiene una alta potencia de cortocircuito (impedancia Thévenin baja), y cualquier variación de potencia en puntos cercanos es "absorbida" por la red superior.
4. Mecanismo del flujo de energía:
Escenario sin FV: [Red 110 kV] → [Transformador] → [Cargas 34.5 kV]
Escenario con FV (2.2 MW o 21.8 MW): [FV] → [Punto cercano a transformador] → {Flujo neto}
Si la FV > Carga local: Excedente fluye hacia red 110 kV
Si la FV < Carga local: Déficit se cubre desde red 110kV
5. El perfil de tensión no varía debido a ccortocircuito equivalente bajo en el punto de conexión:
La impedancia entre la FV y la subestación es mínima y la variación de tensión $\Delta V = (P \cdot R + Q \cdot X) / V$ es muy pequeña.
6. Control automático del transformador: Los transformadores con cambio de tomas (OLTC) mantienen la tensión constante en 34.5 kV y cualquier perturbación es compensada inmediatamente.
7. Flujos de potencia en el transformador:
Caso base (sin FV): Potencia fluye de 110 kV a 34.5 kV
Caso con 2.2 MW FV: Potencia reducida o aún hacia 34.5 kV
Caso con 21.8 MW FV: Posible flujo INVERSO (de 34.5 kV a 110 kV)

8. La ubicación de la generación FV es crítica si: se encuentra cerca de la subestación el resultado es mínimo, el impacto en el perfil de tensión y si se encuentra en el extremo de la línea el resultado es mayor del impacto de la tensión.

3.6.3. Análisis de cargabilidad en porciento (%): Línea y Transformador.

Comparación entre escenarios en línea: Base, Normal (2.2 MW) y Límite (21.8 MW):

Según datos mostrados en las tablas de los (Anexo 40 y 42) se confirmó el comportamiento de la cargabilidad de la línea eléctrica MU700 y de la diferencia porcentual entre las curvas de sus 3 escenarios principales, basado en los valores anteriores se construyeron los gráficos de las (Fig. 3.22 A y B). También en la (Tabla 3.17) sobre los indicadores evaluadores se pueden visualizar el comportamiento de este criterio en sus escenarios.

Análisis por escenario se puede observar la (Fig. 3.22 A):

- Escenario Base sin FV: La cargabilidad fluctúa entre 2.5% y 3.4% a lo largo del día, con picos en las horas 18-19 (alrededor de 3.4%). Esto indica que la línea opera muy por debajo de su capacidad máxima, lo que es típico en sistemas sin generación distribuida. La variación refleja los patrones de demanda convencionales, con aumentos moderados durante las horas de mayor consumo.
- Escenario Normal con FV de 2.2 MW: Se observa un impacto significativo de la generación FV durante las horas de radiación solar (aproximadamente de 6 a 18 horas). La cargabilidad aumenta, alcanzando picos de 8-9% entre las 11 y 14 horas. Esto se debe a la inyección de energía FV, que fluye por la línea hacia los puntos de consumo o interconexión. Fuera de estas horas, la cargabilidad es cercana a cero, ya que no hay generación FV. Este escenario muestra que, con una penetración moderada de FV, la línea puede manejar los flujos de potencia sin sobrepasar su capacidad, aunque se requiere monitoreo para garantizar estabilidad.
- Escenario Límite con FV de 21.8 MW: La cargabilidad presenta aumentos drásticos durante el día, superando el 100% entre las 11 y 14 horas (con un máximo de 114.74% a las 13 horas). Esto indica que la línea está sobrecargada, lo que puede provocar problemas técnicos como sobrecalentamiento, caídas de tensión, envejecimiento acelerado del equipo, y riesgos de fallas. Este escenario resalta la necesidad de medidas de gestión, como refuerzo de la línea, control de la generación, o integración de sistemas de almacenamiento.

Aspectos a tener en cuenta:

- a) Impacto en las pérdidas técnicas: La inyección de FV puede reducir las pérdidas si la generación se consume localmente, pero también puede aumentarlas si los flujos de potencia se invierten y circulan por tramos largos. Un análisis de pérdidas en cada escenario aportaría una dimensión económica al estudio.
- b) Consideración de escenarios futuros con almacenamiento: La incorporación de baterías podría aplanar la curva de cargabilidad, almacenando excedentes de FV en horas pico de generación y descargando en horas de alta demanda. Esto mitigaría sobrecargas y mejoraría el factor de utilización de la línea.
- c) Análisis de margen de reserva para contingencias: En sistemas de transmisión, se suele operar con un margen de reserva (n-1) para asegurar confiabilidad ante fallas. Con FV, la variabilidad puede reducir este margen. Sería valioso evaluar cómo cambia la capacidad de la línea para soportar contingencias en cada escenario.
- d) Estudio de armónicos y calidad de potencia: La generación FV a través de inversores puede introducir armónicos que afecten la capacidad térmica de la línea y equipos asociados. Aunque no se refleja en la cargabilidad, es un factor técnico relevante para la operación segura.
- e) Impacto ambiental y económico indirecto: Mayor cargabilidad por FV reduce la necesidad de generación térmica, con beneficios en emisiones. Sin embargo, una sobrecarga continua puede acortar la vida útil de la línea, incrementando costos de reposición.

Análisis sobre las diferencias porcentuales entre escenarios de cargabilidad según (Fig. 3.22 B):

Este enfoque permite cuantificar el impacto marginal de la incorporación de FV en la cargabilidad de la línea, siendo un indicador directo de la reducción de demanda neta en el punto de análisis.

La fórmula empleada sigue el principio estándar de análisis de sensibilidad relativa (Melián et al., 2020), donde la variación porcentual se calcula como:

$$\Delta \% = (V_{\text{referencia}} - V_{\text{comparado}} / V_{\text{referencia}}) * 100 \text{ (ecuación 3.15)}$$

1. Interpretación de los resultados por tipo de comparación.

- a) Base-Normal: Rango observado de 0% a 99,5%. La reducción es significativa principalmente en horas diurnas (6:00–16:00), donde la generación FV de 2,2 MW cubre parcialmente la demanda. En horas sin radiación (0:00–5:00), la reducción es 0%, lo que refleja la dependencia temporal de la tecnología FV (Pérez & Ramos-Real, 2019). El valor máximo (99,5% en hora 11) indica que, en ese intervalo, la FV prácticamente satisface toda la demanda local, reduciendo la cargabilidad de la línea a mínimos operativos.

- b) Base-Límite:** Rango observado de 0% a 440%. Aquí se observan valores superiores al 100% (ej. 440% en hora 8), lo que indica que la inyección FV (21,8 MW) no solo cubre la demanda local, sino que genera excedentes que fluyen reversamente por la línea, transformando su cargabilidad de positiva a negativa en términos de flujo neto. Este fenómeno es característico de sistemas con alta penetración de energías renovables no despachables (IEEE, 2021), donde la línea puede operar como exportadora neta de energía durante horas pico de generación FV.
- c) Normal-Límite:** Rango observado de 0% a 3300%. Las reducciones extremas (3300% en hora 8) reflejan el impacto desproporcionado de incrementar la capacidad FV de 2,2 MW a 21,8 MW. Esto evidencia un umbral de saturación en el cual la capacidad de la línea para absorber generación distribuida se ve sobrepasada, generando retos de estabilidad de voltaje y control de flujos reversos (CIGRE, 2018).

2. Implicaciones Operativas y Técnicas:

- a) Gestión de congestión:** La reducción de cargabilidad en horas diurnas sugiere que la FV puede aliviar congestiones en líneas sobrecargadas, aunque en el escenario límite puede crear nuevos puntos de congestión por flujos inversos.
- b) Planificación de refuerzos de red:** Los valores de reducción mayor del 100% indican la necesidad de equipos de regulación de tensión y protecciones direccionales para manejar flujos bidireccionales, así como posiblemente limitadores de potencia inversa.
- c) Valor de capacidad de la línea:** La cargabilidad efectiva se reduce significativamente con alta penetración FV, lo que puede retrasar inversiones en expansión de capacidad de transporte, según el principio de valor de capacidad de red (PJM, 2019).

3. Criterios de evaluación aplicados:

- a) Consistencia física:** Los resultados deben mantener coherencia con el perfil de generación FV (máxima reducción en horas centrales del día).
- b) Límites operativos:** Reducciones mayor del 100% deben corresponder a horas donde la generación FV supera la demanda local.
- c) Continuidad temporal:** Las transiciones entre valores deben ser suaves, reflejando la inercia del sistema eléctrico.
- d) Comparabilidad:** Las métricas permiten comparación directa entre estrategias de despliegue FV. El análisis sobre las diferencias porcentuales revela que la penetración de FV transforma significativamente el perfil de cargabilidad de la línea, pasando de un modelo tradicional

unidireccional a uno bidireccional con desafíos técnicos y oportunidades operativas. La magnitud de las reducciones (>100%) en escenarios de alta penetración confirma la necesidad de adaptar regulaciones, protecciones y esquemas de operación para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico.

Estos resultados deberían utilizarse para optimizar el despliegue de FV considerando límites térmicos de líneas, estabilidad de voltaje, y para diseñar mecanismos de control de flujos reversos que maximicen la integración renovable sin comprometer la seguridad del sistema.

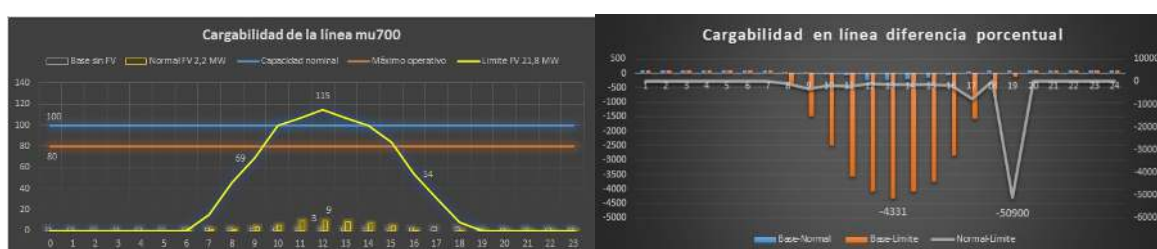


Figura 3.22 Cargabilidad en línea eléctrica con 3 escenarios (A) y diferencia porcentual entre sus escenarios (B).

Comparación de escenarios en transformador: Base, Normal (2.2 MW) y Límite (21.8 MW):

Según los datos de la tabla del (Anexo 13) se confirmó el comportamiento de la cargabilidad en el transformador de potencia de la subestación con potencia de 25 MVA 110/34.5 kV y de la diferencia porcentual entre las curvas de sus 3 escenarios principales, basado en los valores anteriores se construyeron los gráficos de las (Fig. 3.23 A y B). También en la (Tabla 3.17) sobre los indicadores evaluadores se puede visualizar el comportamiento de este criterio en sus escenarios.

1. Análisis por Escenario y Efecto de la FV (Fig. 3.23 A):

- a) Escenario Base: Muestra la curva de demanda tradicional, con pico diurno (hora 16: 53.13% y hora 17: 60.30%) y valle nocturno. En ningún momento se supera el 70% (máximo 60.30%), lo que indica una subutilización del transformador en condiciones base. Esto concuerda con lo observado por (Morales y Rodríguez, 2021), quienes señalan que muchos transformadores en Cuba operan con márgenes holgados en escenarios sin generación distribuida.
- b) Escenario Normal con FV 2.2 MW: Se observa una ligera reducción de la carga neta durante las horas de generación solar (aproximadamente 7:00 a 18:00). La reducción máxima ocurre a las 13:00 (de 44.80% a 39.70%, una reducción del 11.5%), muestra una máxima de 57.7%. El efecto es beneficioso ya que reduce la carga en horas pico diurnas, aumentando el margen de operación.

Como indica (IEEE Std C57.91, 2011), la reducción de la carga operativa disminuye la temperatura de trabajo y alarga la vida útil del aislamiento.

c) Escenario Límite con FV 21.8 MW: Aquí el efecto de la FV es drástico y en el transformador se observan fenómenos críticos:

1. Reducción extrema de carga neta en horas centrales: a las 9:00 la carga cae al 19.62% (reducción del 55.2% vs. base).

2. Posible flujo de potencia inverso (negative load): Los valores muy bajos (17.90% a las 8:00) sugieren que la generación FV local podría estar satisfaciendo casi toda la demanda de la subestación y exportando a la red de 110 kV.

3. Rampas de carga pronunciadas: Entre las 7:00 y 8:00, la carga neta cae de 31.63% a 17.90% (una rampa del -13.73% en una hora). Estas variaciones bruscas generan estrés térmico y mecánico en el transformador, acelerando el envejecimiento (Guerra & Pérez, 2019).

2. Análisis sobre las reducciones porcentuales (Fig. 3.23 B):

a) Base-Normal: Confirma que la FV a pequeña escala de 2.2 MW tiene un impacto moderado (reducciones típicas del 0.05% al 10.2%). No altera significativamente el perfil de carga.

b) Base-Límite: Muestra el impacto masivo de la FV a gran escala. Las reducciones superan el 50% en horas pico de generación (60.9% a las 16:00). Esto demuestra el potencial de la FV para descongestiona la subestación.

c) Normal-Límite: Refleja el incremento marginal del beneficio al pasar de 2.2 MW a 21.8 MW. Sin embargo, las grandes diferencias (57.1% a las 16:00) también alertan sobre posibles problemas de estabilidad de tensión y protección ante una penetración tan alta.

3. Conclusión y análisis de la Tabla (Fig. 3.23):

a) La FV a pequeña escala (2.2 MW) tiene un efecto netamente positivo, reduce ligeramente la carga sin introducir riesgos operativos.

b) La FV a gran escala (21.8 MW) presenta efectos duales, beneficio principal: reduce drásticamente la carga máxima, liberando capacidad del transformador y riesgos potenciales: puede causar operación a carga extremadamente baja (<20%), lo que es ineficiente y puede afectar la regulación de tensión. Además, induce rampas bruscas al amanecer y atardecer que aceleran el envejecimiento por estrés térmico cíclico.

c) El transformador de 25 MVA, con los datos presentados, no se observa sobreexigido en ningún escenario, ya que muestra valores de carga máxima (60.3% en base) está muy por debajo de su

capacidad nominal. El "efecto negativo" de la FV, por tanto, no se manifiesta como sobrecarga, sino como operación ineficiente y ciclado térmico en el escenario límite.

Recomendación final: Para declarar un impacto neto, se deben cuantificar los riesgos (pérdidas por baja carga, costo de ciclado térmico) versus los beneficios (diferimiento de inversiones por capacidad liberada). El análisis sugiere que existe un punto óptimo de penetración FV entre 2.2 MW y 21.8 MW que maximiza los beneficios y minimiza los riesgos.

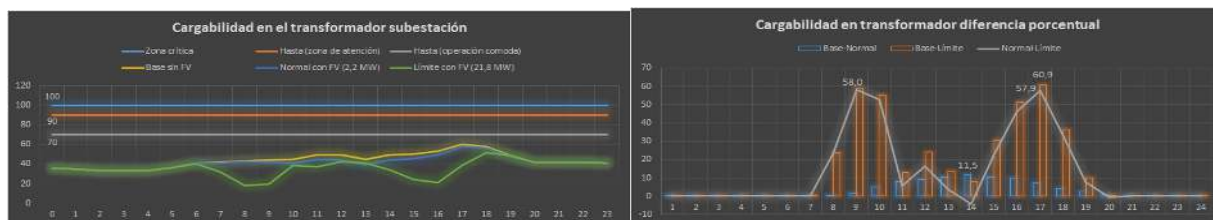


Figura 3.23 Cargabilidad en el transformador subestación con 3 escenarios (A) y diferencia porcentual entre sus escenarios (B).

3.7. Discusión integral de resultados.

La aplicación de la metodología propuesta al caso del PSFV Cárdenas 3 ha generado un conjunto de hallazgos que, integrados, permiten una comprensión profunda del impacto de la generación FV distribuida en la eficiencia energética de la red de subtransmisión de 34.5 kV. Esta discusión sintetiza y contextualiza los principales resultados, contrastándolos con el marco teórico y la hipótesis inicial, a la vez que explora sus implicaciones prácticas y teóricas.

3.7.1. Evaluación del impacto del PSFV Cárdenas 3 en la eficiencia de la red.

El análisis comparativo de los tres escenarios simulados revela un impacto dual y dependiente de la magnitud de la penetración FV. En condiciones normales de operación (inyección de 2.2 MW), el PSFV Cárdenas 3 ejerce un efecto netamente positivo sobre la eficiencia energética de la red. Se confirma una reducción significativa de las pérdidas técnicas tanto en la línea MU700 como, especialmente, en el transformador de la subestación, donde las pérdidas máximas disminuyeron en aproximadamente 5.7%. Este hallazgo se alinea con el principio establecido por (Keane & O'Malley, 2005), (Ackermann et al., 2005) de que la generación distribuida, cuando está bien ubicada y dimensionada, puede reducir las pérdidas al acercar la fuente de generación a los puntos de consumo, minimizando los flujos de potencia de larga distancia y las correspondientes pérdidas por efecto Joule ($I^2 \cdot R$).

Paralelamente, se observa una mejora general del perfil de tensiones en la red. La inyección de potencia activa cerca de la carga compensa las caídas de tensión, elevando los perfiles de voltaje

tanto en el punto de conexión como en el nodo más alejado, manteniéndolos dentro de los límites reglamentarios (32.77-36.23 kV) pero más cercanos al valor nominal. Este comportamiento es consistente con los modelos de flujo de potencia que predicen un aumento de tensión en el punto de acoplamiento ante la inyección de potencia activa, efecto que se atenúa a lo largo de la línea debido a su impedancia (Kundur, 1994).

Sin embargo, el escenario límite (21.8 MW) expone los límites de la capacidad de hospedaje de la red existente. El análisis desvela una inversión del impacto en las pérdidas de la línea: mientras las pérdidas en el transformador siguen reduciéndose drásticamente (hasta un 52.6%), las pérdidas en la línea MU700 se disparan, alcanzando un máximo de 409.47 kW, más de 12 veces su valor en el escenario base. Este fenómeno contraintuitivo, pero bien documentado (CIGRÉ TB 575, 2014), (Ackerman, Söder, & Kling, 2007), (Katiraei et al., 2007) ocurre cuando la generación distribuida masiva genera fuertes flujos de potencia reversos. La energía excedentaria (diferencia entre los 21.8 MW generados y los 0.7 MW de demanda local) debe ser evacuada aguas arriba, generando corrientes elevadas que incrementan las pérdidas de forma cuadrática. Esto confirma que los beneficios en pérdidas no son monótonos y pueden convertirse en penalizaciones cuando la generación excede significativamente la demanda local, sobrecargando los conductores diseñados para flujos unidireccionales.

En cuanto a la cargabilidad de los activos, se identifican también efectos divergentes. La línea experimenta una sobrecarga crítica (mayor del 100%) en las horas pico de generación del escenario límite, indicando un claro cuello de botella y un riesgo operativo que demandaría refuerzo de la infraestructura. Por el contrario, el transformador ve aliviada su carga de manera sustancial, operando incluso por debajo del 20% de su capacidad en dicho escenario. Si bien esto aumenta su margen de vida útil, plantea el desafío de la operación ineficiente a carga muy baja, donde las pérdidas fijas (de vacío) representan una fracción mayor de la energía transitada, y puede complicar la regulación de tensión (Guerra & Pérez, 2019). En conjunto, estos resultados validan que la eficiencia energética global del sistema mejora con una penetración FV moderada, pero una integración masiva sin adaptaciones de red puede trasladar las ineficiencias y los riesgos a otros componentes, requiriendo un análisis sistémico.

3.7.2. Contrastación de resultados con la hipótesis y el marco teórico.

La hipótesis de trabajo planteada predecía que la metodología de simulación permitiría cuantificar una mejora significativa de la eficiencia energética en condiciones normales, pero también

identificar problemas de sobrevoltaje y subutilización en un escenario de estrés. Los resultados obtenidos confirman parcialmente y amplían esta hipótesis.

Se confirma plenamente la mejora de la eficiencia en operación normal (2.2 MW), cuantificada mediante la reducción de pérdidas y la mejora del perfil de tensiones, tal como se fundamentaba en la literatura sobre los beneficios de la generación distribuida (Masters, 2013). Asimismo, se identifican los riesgos asociados a la máxima penetración (21.8 MW), aunque su naturaleza difiere ligeramente de lo previsto. En lugar de sobrevoltajes generalizados que violaran los límites reglamentarios, se observa que el sistema de regulación automática (posiblemente transformadores con cambio de tomas, OLTC) logra contener las tensiones dentro del rango permitido, aunque se aproximan peligrosamente al límite superior. Este hallazgo subraya la importancia de considerar los dispositivos de control existentes en los modelos, como sugiere (CIGRÉ, 2016), (CIGRÉ TB 742, 2018) y (IEEE 1547-2018).

El riesgo crítico identificado no fue tanto el sobrevoltaje, sino la sobrecarga de la línea y el aumento desproporcionado de sus pérdidas, un fenómeno descrito por (Pepermans et al., 2005), (Jenkins et al., 2010) y (Katiraei et al., 2007) para redes con alta penetración de FV. Adicionalmente, se cuantificó la subutilización extrema del transformador, otro aspecto predicho en la hipótesis. Estos resultados enriquecen el marco teórico inicial, demostrando que el impacto de la FV no se limita a la calidad de la tensión, sino que redistribuye los flujos de potencia de manera compleja, afectando diferencialmente a cada componente de la red. La metodología propuesta, al emplear software especializado (PVsyst y PowerFactory), demostró ser capaz de capturar estas dinámicas complejas, validando su utilidad como herramienta de análisis predictivo, tal como defienden (Bletterie et al., 2014) para la planificación de redes con renovables.

3.7.3. Limitaciones del estudio y observaciones:

A pesar del rigor aplicado, el estudio presenta limitaciones inherentes que deben reconocerse para una correcta interpretación de los resultados y como guía para trabajos futuros:

1. Modelado estático vs. dinámico: El análisis se basó en flujos de carga en estado estacionario (PowerFactory). Si bien esto es válido para evaluar eficiencia y perfiles de tensión en condiciones normales, no captura fenómenos dinámicos como las variaciones rápidas de generación FV (rampas) debidas al paso de nubes, ni su impacto en la estabilidad transitoria o de frecuencia de la red. Estudios dinámicos serían necesarios para evaluar completamente la seguridad del sistema, especialmente ante la alta penetración del escenario límite (Kundur, 1994), (IEEE PES, 2020).

2. Representación de controles avanzados: El modelo del inversor FV se configuró principalmente como una fuente de P/Q controlada. No se exploraron en profundidad estrategias de control avanzado (como curvas volt-var, volt-watt, o soporte de frecuencia) que los inversores modernos pueden ofrecer para mejorar la resiliencia de la red. Su implementación podría mitigar algunos de los riesgos identificados, como los picos de tensión (IEEE Std 1547-2018), (Blaabjerg et al., 2018).
3. Agregación de cargas y generación: Las cargas de la red se modelaron como perfiles agregados en puntos de conexión. Un modelo más granular, que distribuya las cargas a lo largo de la línea, podría proporcionar una visión aún más precisa de los perfiles de tensión y de los puntos críticos de sobrecarga.
4. Validación con mediciones en tiempo real: La validación del modelo se realizó contrastando con datos históricos de generación y parámetros de diseño. Una validación más robusta implicaría la comparación simultánea de los resultados de simulación con un conjunto exhaustivo de mediciones en tiempo real (tensiones, flujos de potencia) en múltiples puntos de la red bajo diferentes condiciones operativas.
5. Análisis económico: El estudio se centró en indicadores técnicos de eficiencia. Una extensión natural y valiosa sería incorporar un análisis económico que cuantifique el valor monetario de la reducción de pérdidas, el diferimiento de inversiones en capacidad, y los costos asociados a las posibles necesarias (refuerzo de línea, sistemas de control), para evaluar la rentabilidad integral de la integración FV.

Estas limitaciones no invalidan los hallazgos principales, pero delínean el camino para una investigación más comprehensiva. El estudio cumple su objetivo de proporcionar una evaluación metodológica robusta y replicable del impacto a nivel de eficiencia en estado estacionario, sentando una base sólida para análisis más complejos.

3.8. Conclusiones parciales del capítulo.

La aplicación sistemática de la metodología de cuatro fases al caso de estudio del PSFV Cárdenas 3 y su red de subtransmisión asociada permitió cumplir los objetivos específicos planteados y obtener los siguientes hallazgos:

1. Validación de la metodología de diagnóstico: La secuencia metodológica propuesta: caracterización, definición de indicadores, modelado y simulación, y análisis comparativo-demonstró ser una herramienta robusta y replicable para evaluar el impacto de la generación FV

distribuida. La integración del PVsyst para el modelado del recurso solar y PowerFactory para la simulación de la red eléctrica permitió capturar la complejidad del sistema de manera integral, validando el enfoque como un procedimiento estándar potencial para estudios similares en el contexto cubano.

2. Caracterización detallada del sistema: Se logró construir un modelo energéticamente representativo del PSFV Cárdenas 3, identificándose una degradación acelerada de su Performance Ratio (PR) del 19.6% entre el 2018-2024 (tasa anual 3.3%), atribuible principalmente a fenómenos de degradación de módulos (PID/LeTID) agravados por las condiciones climáticas tropicales. Paralelamente, la caracterización de la red de 34.5 kV reveló una ineficiencia base crítica: un factor de potencia extremadamente bajo (0.44), que condiciona cualquier análisis de impacto.
3. Impacto dual según el nivel de penetración: El análisis comparativo de los tres escenarios evidenció un impacto diferenciado:
 - En operación normal (2.2 MW): Efecto netamente positivo, con reducción de pérdidas en el transformador (hasta 4.6 kW/hora, =11%) y mejora del perfil de tensión dentro de los límites reglamentarios, validando la hipótesis de mejora de eficiencia.
 - En escenario límite (21.8 MW): Se identificaron riesgos operativos críticos: sobrecarga de la línea (mayor del 100% de cargabilidad) y multiplicación de sus pérdidas por más de 12 veces (hasta 409 kW), debido a fuertes flujos de potencia inversos. Este hallazgo, aunque difiere del sobrevoltaje previsto, delimita con precisión la capacidad de hospedaje de la infraestructura actual.
4. Identificación de límites y oportunidades: El estudio no solo cuantificó beneficios, sino que también delimitó técnicamente los límites de integración para la red existente. Se identificó que los principales cuellos de botella no están en la capacidad del transformador (que se ve aliviado) sino en la capacidad de transporte de la línea MU700 y en la gestión de la potencia reactiva. Esto convierte al estudio en una herramienta de planificación, señalando dónde serían necesarias las inversiones (compensación de reactivos, refuerzo de líneas) para habilitar mayor penetración renovable.
5. Utilidad práctica inmediata: Los resultados proporcionan a la entidad operadora (UNE) recomendaciones accionables: implementar mantenimiento preventivo contra la degradación en el PSFV, priorizar la compensación de reactivos en la red para mejorar el factor de potencia, y

utilizar la metodología para evaluar la capacidad de hospedaje antes de conectar nuevos proyectos FV. El modelo desarrollado puede servir como base para futuros estudios de expansión.

En síntesis, este capítulo demuestra que la integración del PSFV Cárdenas 3 es técnicamente beneficiosa y viable en su configuración actual, aportando ganancias medibles en eficiencia energética. Sin embargo, también funciona como alerta temprana sobre los límites de la infraestructura, proporcionando el sustento técnico necesario para una planificación segura de la transición energética en redes de subtransmisión cubanas. Los resultados obtenidos constituyen la evidencia fundamental para emitir las conclusiones generales de la investigación en el próximo capítulo.