



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Química

Estrategia para la optimización de la generación distribuida con paneles fotovoltaicos en la ciudad de Santiago de Querétaro

Que como parte de los requisitos para obtener el Grado de Maestría en Ciencias de la Energía

Presenta:

Ing. Luis Manuel Aguayo Pérez

Dirigido por:

Dr. Julio Armando de Lira Flores

Dr. Julio Armando de Lira Flores

Presidente

Firma

Dra. Claudia Gutiérrez Antonio

Secretario

Firma

Dr. José María Ponce Ortega

Vocal

Firma

Dr. José Santos Cruz

Suplente

Firma

Dr. Rufino Nava Mendoza

Suplente

Firma

Dra. Silvia Lorena Amaya Llano
Directora de la Facultad de Química

Dra. Ma. Guadalupe Flavia Loarca Piña
Directora de Investigación y Posgrado

Centro Universitario
Querétaro, Qro.
Noviembre, 2019

RESUMEN

La creciente demanda energética a nivel mundial ha generado un desabasto en la distribución de la energía eléctrica y el alto consumo de combustibles fósiles. En consecuencia, existen aumentos en los costos de los servicios públicos del 60 al 80% y en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 25 al 30% al año. Una alternativa para mitigar este problema es el uso de fuentes renovables de generación distribuida; ésta consiste en la producción de energía eléctrica en pequeñas fuentes de generación en zonas próximas a su consumo. En este trabajo se propone un modelo matemático para resolver el problema de generación distribuida con el uso de paneles fotovoltaicos, para una zona industrial ubicada en la ciudad de Santiago de Querétaro. La aplicación del modelo permite maximizar el costo-beneficio en función de los costos de inversión y la diferencia entre los costos de una producción eléctrica convencional y una renovable. La obtención de los parámetros necesarios para el uso del modelo requirió la revisión histórica de la radiación solar en la ciudad de Santiago de Querétaro (6 kW/m^2); así como la evaluación del consumo de energía eléctrica de la ciudad, para ello se creó un mapa de oferta energética. Se analizaron las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos para generar un compendio con los diferentes tipos de dispositivos solares disponibles. El impacto ambiental se midió mediante un índice de emisiones de CO_2 , en donde se comparó la generación distribuida convencional y la renovable fotovoltaica para analizar el impacto ambiental y el estatus de conexión del módulo solar. La información correspondiente a la ciudad de Santiago de Querétaro se tomó de varias fuentes disponibles, entre ellas las bases de datos de la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad y de la Secretaría de Energía. Con esta información se generó una superestructura de decisión para la selección de la mejor tecnología disponible para un parque fotovoltaico en una zona industrial de la ciudad de Querétaro. Finalmente, se propuso un modelo matemático que permitió resolver el problema, el cual fue programado y resuelto en el software General Algebraic Modeling System (GAMS). Los resultados que se obtuvieron dieron un costo-beneficio mayor a 16.24 millones de USD al utilizar 509 paneles fotovoltaicos monocristalinos, con un límite de penetración de 35 % y vida útil de 25 años. Se encontró que el factor de nubosidad es el que mayor impacto tiene en la selección de la mejor tecnología FV, y el periodo de mayor ahorro de energía eléctrica es primavera por su radiación disponible; este sistema tiene un tiempo de recuperación simple de 10 años con 5 meses.

Palabras clave: *Generación Distribuida Renovable, Optimización, Programación matemática, Superestructura, Energía Fotovoltaica.*

ABSTRACT

The growing energy demand worldwide has generated a shortage in the distribution of electrical energy and the high consumption of fossil fuels. Consequently, there are increases in public service costs from 60 to 80% and in greenhouse gas (GHG) emissions from 25 to 30% per year. An alternative to mitigate this problem is the use of renewable sources of distributed generation; This consists of the production of electric energy in small sources of generation in areas close to its consumption. In this work a mathematical model is proposed to solve the problem of distributed generation with the use of photovoltaic panels, for an industrial zone located in the city of Santiago de Querétaro. The application of the model allows maximizing the cost-benefit based on investment costs and the difference between the costs of conventional and renewable electricity production. Obtaining the necessary parameters for the use of the model required the historical review of solar radiation in the city of Santiago de Querétaro ($6 \text{ kW} / \text{m}^2$); as well as the evaluation of the city's electricity consumption, for this purpose an energy supply map was created. The technical sheets of the photovoltaic panels were analyzed to generate a compendium with the different types of solar devices available. The environmental impact was measured by a CO₂ emission index, where conventional distributed generation and renewable photovoltaic were compared to analyze the environmental impact and the connection status of the solar module. The information corresponding to the city of Santiago de Querétaro was taken from several available sources, including the databases of the National Commission for the Knowledge and Use of Biodiversity and the Ministry of Energy. With this information a decision superstructure was generated for the selection of the best available technology for a photovoltaic park in an industrial zone of the city of Querétaro. Finally, a mathematical model was proposed that allowed solving the problem, which was programmed and solved in the General Algebraic Modeling System (GAMS) software. The results obtained gave a cost-benefit greater than USD 16.24 million when using 509 monocrystalline photovoltaic panels, with a penetration limit of 35% and a 25-year useful life. It was found that the cloud factor is the one that has the greatest impact on the selection of the best PV technology, and the period of greatest saving of electricity is spring due to its available radiation; This system has a simple recovery time of 10 years with 5 months.

Keywords: *Distributed Renewable Generation, Optimization, Mathematical Programming, Superstructure, Photovoltaic Energy.*

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a:

Mis padres Luis Manuel Aguayo Rendón y Leticia Pérez Ramírez por brindarme su tiempo, consejos, orientación, apoyo, confianza, entusiasmo, mostrarme el camino hacia la superación como ser humano y sobre todo por estar conmigo en cada momento, esto es posible gracias a ustedes.

Dirección General de Bibliotecas UAQ

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a la Universidad Autónoma de Querétaro, y en especial a la Facultad de Química por darme la oportunidad de desarrollar mi proyecto de posgrado en sus instalaciones y ser parte de sus estudiantes investigadores.

Agradezco de manera puntual al Dr. Julio Armando de Lira Flores que me proporcionó los conocimientos para desarrollar el proyecto de posgrado, quién leyó este documento y me indicó un sinnúmero de mejoras y formas de aclarar los conceptos para la lectura del presente informe.

A mis padres, ya que fueron base importante emocional, económica y de apoyo para llevar a cabo la maestría, siempre estuvieron incondicionalmente para salir adelante durante todo este tiempo, y fueron mi motor de inspiración para cumplir mis metas personales.

En particular, se le agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) y a la Secretaría de Energía (SENER), por el apoyo financiero mediante la BECA nacional de posgrado que se dio para llevar a cabo el proyecto durante un período de dos años.

Agradezco a mis compañeros, amigos y maestros que me ayudaron a seguir con mi proyecto, a sus ideas que me aportaron para la mejora de la tesis y sus críticas constructivas durante el período de desarrollo del mismo, en especial a:

Ing. Oscar Iván Domínguez Robledo
M.C. Bruno Renato Flores Hernández
Ing. José Demetrio Quiroz Quiñones
Ing. Ana Laura García Moreno
Ing. Deicy María Mattos Ríos
Ing. Jorge Granados Medina
Ing. Nicolás Vázquez Barragán

Dra. Claudia Gutiérrez Antonio
Dr. José Santos Cruz
Dr. Francisco Javier De Moure Flores
Dr. Efraín Quiroz Pérez
M.C. José Manuel Juárez López
Ing. Cuauhtémoc Guerrero
M.C. Maylú Guadalupe Romero S.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	ii
ABSTRACT.....	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
ÍNDICE DE TABLAS.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	6
Capítulo 2. Antecedentes.....	8
2.1 Modelos propuestos para sistemas de GDC.....	12
2.2 Modelos propuestos para sistemas GDR	13
2.3 Modelos propuestos para sistemas de GDRM _i Error! Marcador no definido.	
2.4 Optimización de una red eléctrica de GDRM fotovoltaica	18
2.5 Justificación	21
Capítulo 3. Objetivos.....	23
3.1 Objetivo general	24
3.1 Objetivos específicos	24
Capítulo 4. Metodología.....	25
4.1 Análisis la información histórica de radiación solar en la ciudad de Querétaro.....	26
4.2 Obtener el consumo energético de una zona en Querétaro.....	28
4.3 Generación de un compendio de paneles fotovoltaicos	29
4.4 Identificación de las variables de importancia	33

4.4.1	Temperatura	33
4.4.2	Nubosidad	34
4.5	Diseño de una superestructura de decisión	35
4.6	Generación de un modelo matemático de optimización de una generación distribuida mediante una programación MILP.....	36
4.6.1	Objetivos del modelo matemático GDRM.....	37
4.6.2	Función Objetivo (FO)	38
4.6.3	Costos de producción de energía	39
4.6.4	Costo de remediación ambiental.....	40
4.6.5	Costos del potencial eléctrico en las celdas FV	41
4.6.6	Costos de mantenimiento por celda FV	46
4.6.7	Costo de inversión por celda FV	47
Capítulo 5. Análisis de resultados		53
5.1	Resultados generales del modelo matemático	54
5.1.1	Valor de la Función Objetivo	55
5.1.2	Ahorro de energía eléctrica	59
5.1.3	Emisiones de GEI (CO ₂)	61
5.1.4	Potencia de salida de los paneles FV	65
5.2	Factor de capacidad o de planta.....	67
5.3	Análisis de sensibilidad para el LP.....	69
5.4	Modificación del dimensionado del sistema como parámetro	72
Capítulo 6. Conclusiones.....		74
Referencias		78
Apéndice		87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Países con la mayor potencia de radiación solar en el mundo.....	4
Tabla 2. Capacidad instalada de GDRM para los estados de México.....	5
Tabla 3. Ventajas y desventajas de los paneles FV	20
Tabla 4. Consumo de energía eléctrica por industria en el PIA.....	29
Tabla 5. Propiedades térmicas - eléctricas de los paneles FV	31
Tabla 6. Costos de los paneles FV.....	32
Tabla 7. Factor de nubosidad en la zona de estudio PIA	35
Tabla 8. Resultados generales para una GDRM obtenidos por el software GAMS.	54
Tabla 9. Valor del costo-beneficio para cada una de las celdas FV para satisfacer un 30% de penetración.	55
Tabla 10. Características del panel FV M3	58
Tabla 11. Desglose de las variables de decisión de la función objetivo	59
Tabla 12. Valor de las emisiones de CO2 para el panel M3	64
Tabla 13. Factor de capacidad para los paneles FV	68
Tabla 14. Costo de distribución al modificar el factor de LP en la red eléctrica	70
Tabla 18. Abreviaturas de empleo común en español	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo y producción de petróleo a nivel mundial por la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos en el 2017 (Machida et al., 2018)	2
Figura 2. Estructura de un problema de optimización para un modelo MILP	10
Figura 3. Técnicas de solución para sistemas matemáticos de generación distribuida renovable (Noreña, 2015).....	11
Figura 4. Esquema global de un sistema fotovoltaico	19
Figura 5. Diagrama de proceso para el desarrollo del modelo matemático de una GDRM para la ciudad de Santiago de Querétaro.....	26
Figura 6. Mapa de radiación solar para la ciudad de Santiago de Querétaro	28
Figura 7. Mapa de temperatura local para el PIA.....	34
Figura 8. Superestructura de decisión general para una GDRM.....	36
Figura 9. Costo Beneficio de los paneles FV.....	57
Figura 10. Ahorro de energía por estación del año para el panel M3.....	61
Figura 11. Emisiones de CO ₂ para el panel FV monocristalino.....	63
Figura 12. Emisiones de CO ₂ para el panel FV policristalino	64
Figura 13. Potencia activa disponible de los paneles FV	66
Figura 14. Factor de capacidad de los paneles FV	69
Figura 15. Límite de Penetración en la red eléctrica	71

Capítulo 1. Introducción

En este capítulo se presenta una descripción general así como la importancia de la generación distribuida renovable mixta con energía fotovoltaica, la cual permite disminuir en el transporte la pérdida de energía de una red eléctrica. Se incluye además la descripción del problema principal.

La creciente demanda energética a nivel mundial, debido al aumento gradual de la población en los últimos 10 años, ha provocado un desabasto en la distribución de la energía eléctrica; de igual manera se ha originado un incremento en el consumo de combustibles fósiles, tales como el carbón, el gas natural y el petróleo. En la Figura 1 se muestra la producción y consumo de petróleo a nivel mundial entre los años 2014 a 2017 (Machida et al., 2018). En el año 2015 la tasa de producción era de 95.8 millones de barriles por día (MBPD) y el consumo de 94.1 MBPD; lo anterior con un índice de crecimiento poblacional de 1.3 % anual. No obstante, para el año 2017, la diferencia entre estos dos factores se redujo a 0.4 MBPD; en consecuencia, la demanda de petróleo ya alcanzó los límites de consumo en el mundo. Lo anterior ha motivado la búsqueda de nuevos yacimientos o alternativas para satisfacer las necesidades de la población (Theo et al., 2017). Así, en países de alto desarrollo industrial como China, India y Estados Unidos existen aumentos en los costos de los servicios públicos del 60 al 80 % (Abye et al., 2018); mientras que los aumentos en las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) como CO₂, CO, O₃, SO₄ y NO₃ van del 25 al 30 % anual (Fouad et al., 2017).

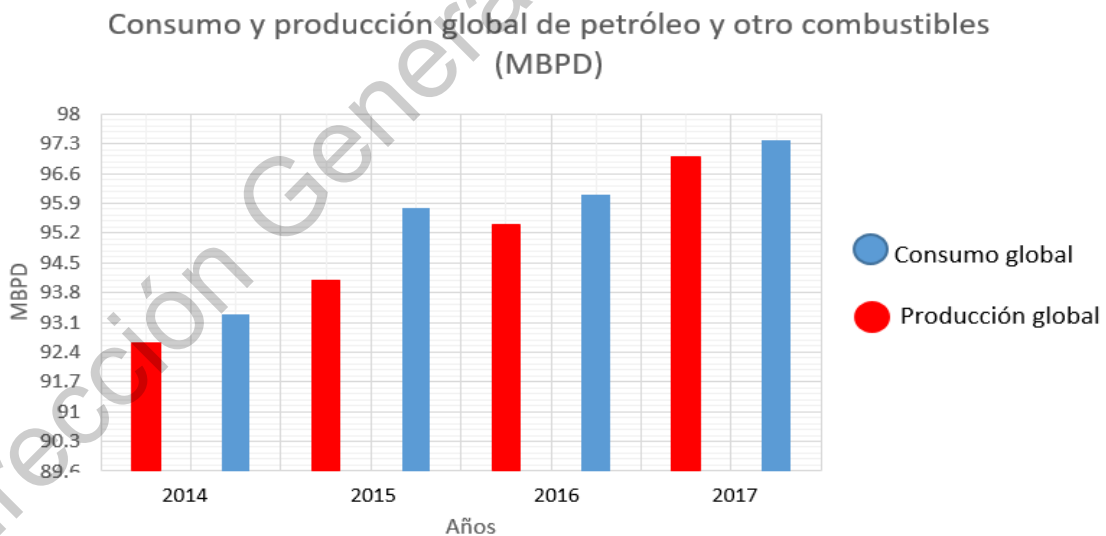


Figura 1. Consumo y producción de petróleo a nivel mundial por la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos en el 2017 (Machida et al., 2018)

Así, actualmente se están implementando tecnologías para el aprovechamiento de otras fuentes de generación eléctrica, más amigables con el medio ambiente, tales como: la eólica, la solar fotovoltaica, la solar térmica, la geotérmica entre otras. Además, se han planteado modelos de generación distribuida con el objetivo de aumentar la eficiencia de la red de suministro eléctrica (Israel et al., 2010).

La generación distribuida (GD) es la producción de energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes de generación convencionales o renovables; dichas fuentes se encuentran ubicadas en zonas próximas a su consumidor principal, con un rango de producción de 1 kW a 50 MW (Adefarati y Bansal, 2017). La idea se originó en la Revolución Industrial en el siglo XVIII, cuando las primeras redes eléctricas suministraban energía a sistemas o equipos cercanos al generador principal a falta de un transporte de energía (cableado): tales procesos eran de una sola fase de producción, transformación y distribución en el mismo módulo (Singh y Sharma, 2017).

La GD ha ganado importancia porque en los sistemas de generación centralizada (GC) parte de la energía se pierde durante la distribución en forma de calor; esto se debe al flujo de la corriente eléctrica, las grandes distancias de recorrido y suministro y la baja eficiencia de las centrales de distribución (Domínguez – Cardoza, 2012). Por ejemplo, la pérdida de potencia es alta en los sistemas de gran escala (ciudad o zonas industriales), con una reducción en la eficiencia de suministro en la red eléctrica; lo cual afecta directamente a los costos de operación y de mantenimiento del sistema global (Badran et al., 2017).

Por otra parte, la generación distribuida renovable mixta (GDRM) puede presentarse de dos formas, conocidas como local y punto final. La primera consiste en utilizar las tecnologías que son específicas de un sitio o zona particular como paneles fotovoltaicos; las cuales son planeadas de forma interconectada con el objetivo de lograr la autogeneración como en una casa habitación. En la segunda, se forman islas o sistemas aislados de la producción de energía, llamadas redes inteligentes

(Smart Grid por sus siglas en inglés); dichos sistemas tienen la capacidad de mezclar diferentes tipos de fuentes de producción de energía. Actualmente, los estudios en la GDRM se han enfocado en ubicar la mejor combinación de producción de energía renovable mezclada con la energía convencional; hasta la fecha se ha alcanzado un rango de penetración del 25 - 35 %, el cual se define como el porcentaje máximo de combinación para la producción de energía entre una fuente convencional y una renovable que genera una estabilidad en la red eléctrica de suministro (SENER, 2019).

En la actualidad, hay mucho interés en la GDRM con energía solar fotovoltaica debido a la gran cantidad de energía solar que se recibe por m^2 , así como a la disminución de los precios de instalación provocada por el aumento en la demanda en el comercio (Haupt et al., 2017). Uno de los problemas en este tipo de GD es que no se tienen estudios mayores a los 15 años para analizar la vida útil de una red eléctrica combinada, en función de la eficiencia de transformación de energía eléctrica (Paul et al., 2017). En la Tabla 1 se muestra la radiación solar de algunos países que cuentan con un potencial superior de la media mundial, de los cuales sólo Perú, Sudán y México son los que utilizan la energía solar como fuente de consumo local. Sin embargo, las unidades o parques de energía fotovoltaica son escasos por la situación económica y la prioridad de recursos en cada uno de los países (Rezaee et al., 2016).

Tabla 1. Países con la mayor potencia de radiación solar en el mundo

País	Radiación solar anual (kWh/m ²)	Radiación solar por día (kWh/m ²)
Perú	2,700	7.521
Malí	2,600	7.182
Sudán	2,450	6.682
Arabia Saudita	2,400	6.579
México	2,300	6.294

En México se ha impulsado el uso de las energías renovables a partir de leyes que promueven la sustentabilidad mediante apoyos económicos; por ejemplo, la

hipoteca verde, la cual brinda entre el 30 – 40 % del pago inicial de la tecnología alterna, o bien la Reforma Energética para el aprovechamiento de la biomasa en procesos de producción de combustibles, el uso fuentes renovables en zonas urbanas, así como la aplicación de paneles solares en el alumbrado público (CRE, 2013).

La fuente de energía con mayor apoyo en el país es la fotovoltaica. Hasta principios del 2019, la GDRM en México tiene una capacidad instalada de 692.86 MW, de los cuales 247.65 MW son para punto local, y 445.21 MW son para punto final (CONUEE, 2017). En la Tabla 2 se muestra la capacidad instalada de sistemas renovables para la aplicación de la GDRM en varios estados mexicanos; de la Tabla 2 resalta que el 12.4 % corresponde a la aplicación en zonas industriales, el 83.4 % en zonas urbanas de uso común, y el 4.2 % para carreteras o autopistas. El estado que mayor capacidad tiene es Nuevo León con un valor de 91.45 MW; lo que significa que con esa energía sólo se puede cubrir el 0.183 % del estado (CRE, 2019).

Tabla 2. Capacidad instalada de GDRM para los estados de México

Estados	GDRM (MW)
Nuevo León	91.45
Jalisco	88.86
Estado de México	74.83
Campeche	3.99
Chiapas	3.69
Tlaxcala	0.7

El problema de planeación de la GDRM ha sido resuelto desde varios enfoques que incluyen los modelos matemáticos, los materiales de construcción y redes inteligentes; en dicho problema se tiene como objetivo disminuir la pérdida de calor por el flujo eléctrico y aumentar la eficiencia de suministro (Shivarama y Kumar, 2018). Cada uno de estos enfoques cuenta con desafíos importantes por solventar. Por esta razón, sólo se mencionarán algunos de los avances más relevantes en los modelos matemáticos, siendo el enfoque de este trabajo.

Los modelos matemáticos se han aplicado principalmente en la Unión Europea, debido al crecimiento industrial y tecnológico que se tiene; esta herramienta posibilita resolver problemas reales de una red eléctrica con inversiones mínimas (Carpinelli et al., 2018). La mayoría de estos modelos se han utilizado para problemas de suministro de energía eléctrica, dimensionado de tecnologías como paneles FV, disminución de costo del kW, optimización de la distribución dentro de la red eléctrica; mientras que algunos modelos se aplican en la localización de equipos dentro de una zona industrial o un parque de energías renovables, así como en incrementar el porcentaje de penetración para la combinación entre los tipos de energías (Rezaee et al., 2017).

El uso de un modelo matemático permite considerar variables para cualquier parte de un sistema, lo cual incluye costos, materiales, dimensionado, tipos de tecnologías y propiedades climatológicas; es decir, se adapta a las condiciones del problema que se esté tratando. Los elementos a tomar en cuenta para modelar una GDRM con energía fotovoltaica incluyen la demanda del consumidor, la densidad de la instalación, la distancia entre instalaciones, el tamaño y tipo de subestaciones, la forma de conexión entre tecnologías y el consumidor. De igual forma se pueden analizar las variables que mayor influencia tienen en la eficiencia de transformación de energía solar a eléctrica en el módulo FV.

1.1 Descripción del problema

En el sector industrial, la producción eléctrica está dada por un 95.8 % de fuentes convencionales y el 4.2 % por fuentes renovables, por ello, los cambios en el precio del petróleo y carbón impactan de forma directa la rentabilidad de la generación de un kW para consumidores de alta demanda (Hancevic et al., 2017). Adicionalmente, el desarrollo industrial que ha tenido en el estado de Querétaro ha hecho que exista un incremento del 94.5 % de emisiones de CO₂, agravando así el problema del cambio climático (SENER, 2019). Por ello, uno de los grandes retos para el sector industrial en el aspecto eléctrico es combinar la generación de energía eléctrica

convencional con un porcentaje entre el 25 – 35 % con energía proveniente de fuentes renovables como los paneles fotovoltaicos, aerogeneradores o heliostatos (CONUEE, 2019).

Así, para generar energía eléctrica combinada en una zona industrial es necesario crear una estrategia que permita generar una red de generación distribuida renovable mixta. Un aspecto de importancia es que se deben considerar las limitaciones de una red normal de potencia activa para que no existan fluctuaciones al momento de direccionar la energía a los consumidores principales (CRE, 2019). Cumpliendo este requisito se han elaborado ciertos modelos matemáticos que mezclan dos o más fuentes de generación renovable con una convencional, los cuales no contemplan el impacto ambiental y propiedades climáticas que modifican la eficiencia de transformación de energía estándar a energía renovable mediante el límite máximo de penetración (SENER, 2019). Por lo que en este trabajo se propondrá un modelo que pueda ser utilizado en la solución del problema de diseño de fuentes de GDRFV en el Parque Industrial A de la ciudad de Santiago de Querétaro. El objetivo es maximizar el costo beneficio de una red eléctrica mediante la selección de la mejor tecnología fotovoltaica. Se planteó una superestructura para este propósito, la cual incluye las diferentes variables para poder elegir una ruta óptima que cumpla con las condiciones específicas de la zona de estudio. La energía generada cubrirá del 25 al 35 % de la demanda energética, de tal forma que el dimensionado del sistema dependa del límite máximo de penetración; esto con la finalidad de reducir el gasto del servicio e incrementar la eficiencia de la red eléctrica.

Capítulo 2. Antecedentes

En este capítulo se muestran los trabajos y estudios que se han realizado durante un periodo de tiempo sobre el tema de tesis o relacionado con este mismo, a su vez se muestran las estrategias de solución del modelo matemático que se desea plantear para darle solución a la función objetivo mediante la aplicación de celdas fotovoltaicas.

La optimización de una red eléctrica mediante la combinación de fuentes de generación de energía se da por medio de modelos matemáticos, dicho concepto de optimización se define como el uso específico de métodos para determinar el mejor costo – efectivo y la solución eficiente a un problema, es decir que intenta dar la respuesta a un tipo general de problemas donde se desea elegir el mejor entre un conjunto de elementos (Aix et al. 2005). La programación matemática trata de dar solución a una serie de ecuaciones o una función objetivo que representa el problema principal, a través de un proceso de maximización o minimización para conocer la calidad de la mejor decisión, la cual debe cumplir con ciertas restricciones que limitan las variables de interés (de Lira-Flores, 2010).

Todo problema de optimización requiere un análisis crítico e información de los objetivos principales, el uso de la experiencia o juicio para dar soluciones y una técnica o método a seguir; los principales problemas que se resuelven son (Alon et al. 2000):

- Minimizar costos operacionales, producción o mantenimiento.
- Minimizar el impacto ambiental y el uso de recursos (energía, agua, materia).
- Maximizar la producción o eficiencia de algún dispositivo.
- Maximizar el tiempo de vida útil de una red eléctrica, sistema o proceso.

En la actualidad, el 94.7 % de las industrias utilizan técnicas de optimización para la implementación, instalación y distribución de sus equipos (AMD et al. 2005).

Planteamiento de un problema de optimización

Un problema de optimización se caracteriza por tener (Burkard et al. 1999):

- Al menos una función objetivo a optimizar (costo, energía, localización etc.)
- Restricciones de desigualdad
- Restricciones de igualdad
- Comportamiento (lineal, no lineal, entero, no entero, mixto etc.)

La función objetivo, también conocida como índice de rendimiento o criterio de elección, es utilizada para decidir los valores adecuados de las variables de decisión que resuelven el problema de optimización, permitiendo determinar los mejores valores, es decir aquellos que produzcan el mínimo o máximo valor buscado para el problema planteado. Las restricciones o limitaciones de igualdad y/o desigualdad son las relaciones que existen entre las variables de decisión, las cuales se deben al sistema, a las leyes naturales o tecnológicas del problema. En la Figura 2 se muestra el planteamiento de un problema de optimización para un modelo MILP, relacionando las partes de mayor importancia como la toma de una decisión mediante una variable binaria, que toma valores de 0 – 1 para poder seleccionar un elemento de un conjunto determinado, así como la forma de expresarse, se tiene la función objetivo o principal que se va a minimizar o maximizar, las restricciones a las que está sujeto el problema y las variables que contiene.

$$\text{minimizar } f(x, y) = C^T x + D^T y$$

sujeto a:

$$Ax + By \leq b$$

$$x \geq 0, \quad x \in X \subseteq R^n$$

$$y \in (0,1)$$

Figura 2. Estructura de un problema de optimización para un modelo MILP

Dónde: x es una variable continua, y es una variable binaria que toma valores de 0 – 1, por otro lado b es un valor al cual las variables están restringidas, se denomina R^n al conjunto de todos los vectores con n componentes reales y C^T y D^T son vectores de valores constantes. Existen modelos matemáticos para el diseño de sistemas de Generación Distribuida Convencional (GDC), Generación Distribuida Renovable Mixta (GDRM) y Generación Distribuida de una energía en específico como la solar fotovoltaica. Noreña, (2015) clasificó estos modelos en tres categorías: convencionales, inteligencia artificial y sistemas de inteligencia híbrida, como se muestra en la Figura 3. Dicha clasificación se basa en las técnicas de solución del problema. La selección dependerá del objetivo, la información

disponible, la complejidad de las variables y la estructura que presenta el algoritmo, cabe mencionar que en la actualidad los que mayor aplicación tienen son los híbridos por la dificultad que se tiene en modelar procesos o equipos de un sistema industrial (Noreña, 2015).

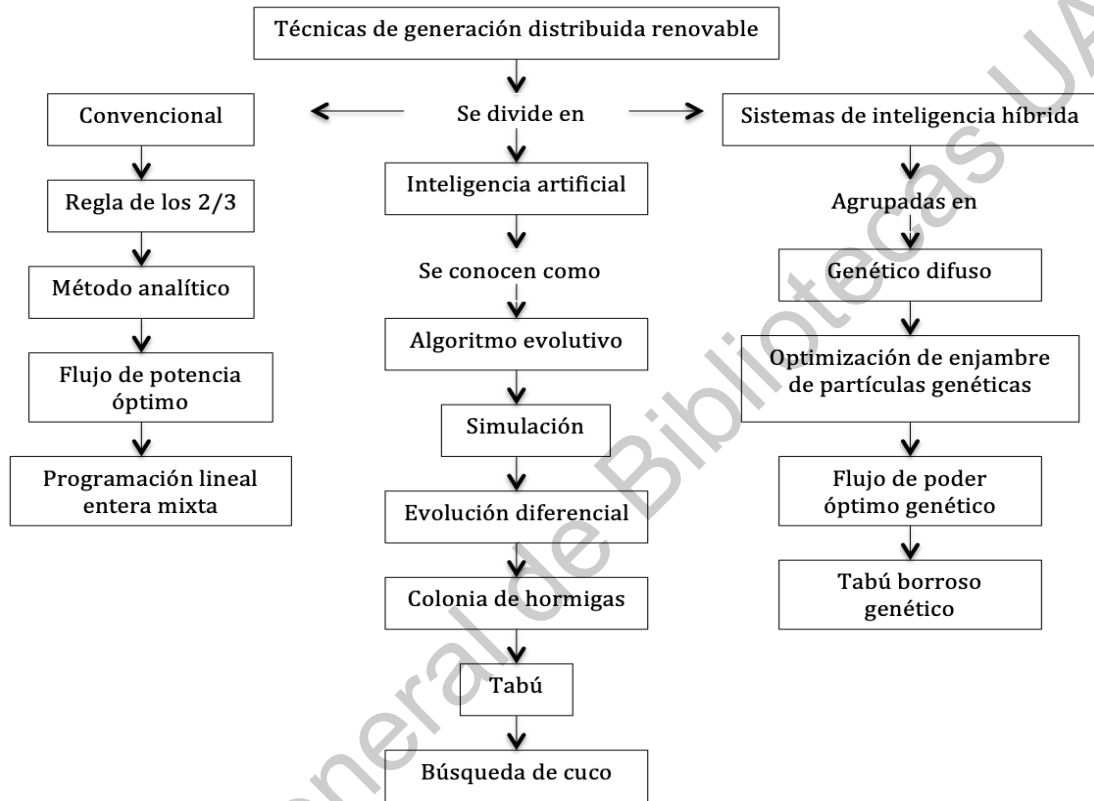


Figura 3. Técnicas de solución para sistemas matemáticos de generación distribuida renovable (Noreña, 2015).

Los modelos convencionales tienen como objetivos minimizar las pérdidas de potencia, el costo de los sistemas individuales (por zona o de manera conjunta), mejorar el perfil de potencia, escalar la capacidad de carga de un sistema global y la ubicación de un equipo. Las otras categorías son aplicadas cuando a través de técnicas convencionales no se puede garantizar la solución del problema; o bien resulta más complicado resolverlo por las variables que involucra, debido a la no convexidad de los modelos, o cuando el tiempo para obtenerla pueda ser excesivo. Las técnicas meta-heurísticas suelen encontrar soluciones de buena calidad. A

continuación, se mencionarán algunos de los avances más destacados en la modelación de sistemas de GDC, GDRM y GDRMFV, analizando las principales aportaciones, variables de importancia y sugerencias.

2.1 Modelos propuestos para sistemas de GDC

Los modelos de GDC se plantean como una solución viable al problema de baja eficiencia de la red eléctrica (64 - 70%) para un sistema abierto que tiene pérdidas por distribución en forma de calor por contacto (conducción); estos modelos permiten minimizar el uso de puntos estables o unitarios, para la generación de energía eléctrica (Gil Mena y Martín García, 2015). Uno de los modelos pioneros de la GDC para una ciudad se planteó como un problema de programación no lineal (PNL) para el diseño óptimo de las redes eléctricas y su dimensionamiento con valores teóricos (Ackermann et al., 2001). La optimización se realizó en tres etapas principales: la ubicación de subestaciones, análisis y diseño de los alimentadores de energía ideales y la confiabilidad del sistema operacional de forma global; con esto se logró dimensionar la necesidad de un sistema de generación eléctrica.

Kaur et al. (2001) propusieron la regla 2/3, la cual se aplica en la colocación eficiente de los condensadores, transformadores y generadores de los sistemas de distribución de la red eléctrica. La regla propone que el tamaño adecuado de cada elemento que se mencionó anteriormente sea de 2/3 de la carga que proporcionará, y que debe situarse a 2/3 de la distancia desde el alimentador seleccionado. El objetivo es reducir las pérdidas de potencia de voltaje y corriente por los efectos de carga constante. Por otra parte, Ranjan et al. (2002) presentaron un modelo matemático basado en el propuesto por Kaur et al. (2001); en este modelo se planearon de forma lineal las redes distributivas, para la localización de las subcentrales en sitios que cumplieran con la reducción de pérdidas de eficiencia por distribución y las caídas de voltaje. Este trabajo aportó el modelo para crear una ruta de la red de suministro energético con base en dos energías convencionales (petróleo y gas natural), los resultados muestran que combinando las líneas de

suministro de cada energía se logró aumentar la eficiencia global el 1.4%. Kwon et al. (2008) propusieron un modelo lineal de red de distribución, empleando una técnica meta-heurística conocida como Colonia de Hormigas; el modelo considera dimensiones reales de todas las variables. Liaw et al. (2008) propusieron la aplicación del método de Colonia de Hormigas para una zona industrial automotriz en Alemania, con el objetivo de reducir las pérdidas de distribución desde la central principal hasta cada una de las empresas; la limitación del modelo es que no se tomaron en cuenta factores ambientales (huella de carbono, reducción de GEI o impacto ambiental), económicos (costos operacionales, mantenimiento y de consumo) y tecnológicos.

2.2 Modelos propuestos para sistemas GDR

Wang (2006) presentó uno de los primeros modelos matemáticos para una GDR donde se involucraron las siguientes tecnologías renovables: paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y celdas de combustible sólido. Se utilizó el software MATLAB para la solución del problema. El modelo incluye pérdidas o ganancias de calor por zona, flujo de energía en cada sistema y las propiedades de potencia, voltaje y corriente; dicho modelo tiene como limitante la ubicación óptima de cada una de las tecnologías por zona, así como el factor ambiental que contabilice la reducción en la huella de carbono. López-Ledezma et al. (2009) realizaron una mejora al modelo propuesto anteriormente en el sistema de tensión para cada energía propuesta; para ello incorporaron dos tipos de energía más simples: la solar térmica y la biomasa sólida. Asimismo, diseñaron un edificio inteligente con capacidad para diez familias, utilizando el método de Monte Carlo, en el cual se pretendía aumentar la eficiencia de la red de suministro; lo anterior mediante la combinación de las tecnologías para incrementar la potencia de salida, cumpliendo con el objetivo de producir un excedente de energía para almacenarse y re-direccionarse a zonas de difícil acceso.

Atwa et al. (2010) desarrollaron un modelo matemático para sistemas más complejos que incluyen paneles fotovoltaicos, calentadores térmicos,

aerogeneradores y biomasa sólida. Las variables principales de cada una de las tecnologías fueron la eficiencia por módulo, el área disponible de ubicación, incidencia solar captada o velocidad-dirección del viento según la tecnología, los costos de inversión y operación, entre otras. No se utilizó un modelo de contabilización para el impacto ambiental; la selección de la mejor tecnología se hizo sólo considerando una muestra de cinco equipos para cada generador de energía, y se tomó el que tenía mayor cantidad en la capacidad de potencia. Peña y Bello (2012) usaron la idea del modelo de López-Ledezma (AÑO) y un método de optimización ordinal para reducir la pérdida de potencia en la red eléctrica. Usando el software Flujo de Potencia Óptimo (OPF) se logró dimensionar y generar la localización óptima de la red de energía; así, se obtuvo un modelo lineal para la generación distribuida en una sola fuente de energía de forma estable. Lo anterior es importante dado que no se puede depender al 100% por fuentes renovables, sino que debe crearse una mezcla con la energía convencional para crear una alternativa costeable y viable.

Suarez (2014) propuso un enfoque de dos niveles para la ubicación y contrato óptimo de fijación de precios para cualquier GDR, por medio de sistemas radiales y una programación entera lineal. Dicho trabajo se realizó para una empresa privada en la ciudad de Florida en Estados Unidos con una alta demanda de energía eléctrica. De este modelo se contemplan como posibles mejoras el balance de carbono y el ciclo de vida para cada una de las tecnologías, y de forma global para el proceso de combinación de éstas. Domínguez-Cardoza (2016) presentó un modelo matemático lineal para una GDR, donde se incluyen factores como conexiones de cada entrada y salida del proceso por zona, dimensionamiento de forma global, costos operativos y de inversión, ubicación de las subestaciones y variables ambientales-climatológicas de la zona de estudio; la potencia y las vibraciones por tensión se dejaron como factores constantes para evitar otras pérdidas en la eficiencia.

La combinación de tecnologías aumenta la eficiencia en la red de suministro eléctrica, debido a que se tienen diferentes vías de acceso a la energía; además,

se pueden distribuir de forma uniforme según la demanda que se tenga, aprovechando de mejor forma los recursos, disminuyendo los picos de consumo y evitando las caídas de voltaje (Grossmann, 2017). Liu et al. (2017) propusieron y diseñaron un modelo de expansión de una GDR de paneles fotovoltaicos y gas natural; el modelo considera la mezcla de una energía renovable y otra convencional para analizar el comportamiento y evaluar el estado de suministro eléctrico. Los resultados muestran que los costos disminuyen al mezclar los dos sistemas de generación, a diferencia de los sistemas convencionales independientes. Este fue el primer modelo que realiza dicha combinación, en la que se aumenta la eficiencia global del 3.6 – 7.8%, y se disminuyen en 18.4% las emisiones de GEI respecto al modelo actual de generación eléctrica.

Grossman (2017) propuso un modelo basado en programación mixta entera no lineal (MINLP) en el software GAMS, para la optimización de una generación distribuida renovable con datos reales de la zona noroeste del estado de Texas en Estados Unidos. Se incluyó en el modelo el consumo energético, la distribución de redes de suministro, las propiedades de las tecnologías renovables que se usaron como paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y biomasa sólida. El modelo propuesto toma en cuenta variables como los costos operacionales, de inversión del proceso global y por emisiones que se generan en el sistema por etapas y de forma unitaria; asimismo, contempla el objetivo de crear una superestructura para la selección de la mejor fuente de generación eléctrica probable en la zona de estudio. Este es uno de los modelos más completos, ya que relaciona variables de carga energética, almacenamiento del exceso de producción, materiales de las vías de suministro-distribución, potencia y voltaje de las entradas-salidas de cada toma de energía; se concluyó en el trabajo que existe un aumento entre el 8.6 a 12% de eficiencia en la red eléctrica de salida teórica. Sin embargo, el modelo de Grossman (2017) no se adapta a las condiciones de cualquier zona, y no maneja un sistema de reducción de GEI; tampoco contempla un control que pueda contabilizar la reducción de las emisiones, y los valores que emplea el modelo son teóricos. Finalmente, la GDR puede aplicarse cuando exista un análisis estricto de los beneficios económico, social y ambiental, de tal forma que se cumpla con el

consumo que se requiere y exista si es posible un excedente que se pueda vender o distribuir a zonas de difícil acceso o que tengan una mayor demanda energética (Carpvarama y Sathish, 2018).

2.3 Modelos propuestos para sistemas de GDRM

Respecto de los modelos de distribución de una tecnología específica, las energías solar fotovoltaica y térmica son las que mayores estudios tienen; incluso existen pruebas y evaluaciones en la práctica real, debido a que dependen directamente de la energía calorífica y lumínica del sol, cuyos costos operacionales, de recuperación e inversión, así como la información de interés requerida está disponible para el usuario, incluyendo su fácil disposición en el mercado. Praveen y Vijaya Ramaraju (2017) crearon un estándar de eficiencia para los sistemas fotovoltaicos comerciales; dicho valor oscila entre 12 – 23%, dependiendo de la variación de la temperatura donde se instalen, el tipo de material cristalino que se utilice. Normalmente los sistemas fotovoltaicos se fabrican de silicio por su maleabilidad, alto punto de captación de energía y sus bajos costos de adquisición; también se consideran las horas sol que se puede recibir durante un período de 24 horas, tomando un porcentaje de nubosidad del 10 al 15%. Hancevic et al. (2017) generaron el modelo de cálculo de medición, en el cual se manejan las dimensiones de un sistema fotovoltaico según la demanda energética que se tiene en la zona de estudio específica; también se consideran la eficiencia del módulo fotovoltaico, la distancia activa del panel solar al consumidor primario (fronteras del problema), las propiedades fisicoquímicas de los paneles fotovoltaicos (voltaje, amperaje y corriente de entrada-salida), y las características de la zona donde se instalarán (temperatura, relieve y nubosidad).

Lu et al. (2015) proponen una estrategia de optimización para reducir los costos de inversión de una red eléctrica combinada para un edificio, mediante el dimensionado de tecnologías conectadas de forma directa, en Madrid, España. Para ello utilizaron la integración energética térmica, con un enfoque de programación mixta entera no lineal (MINLP). En este modelo la función objetivo incluye los costos energéticos, operacionales y de inversión de la red eléctrica convencional, incluyendo

tecnologías renovables capaces de instalarse en el edificio. Los resultados obtenidos muestran un ahorro del 47.4% de costos operacionales, y un 35.2% en consumo energético.

Wang (2016) planteó un problema basado en una programación mixta entera lineal (MILP) para integrar la energía fotovoltaica en un edificio inteligente de forma distribuida. Las variables incluidas fueron los costos operacionales y de mantenimiento, eficiencias del sistema fotovoltaico o por módulo, la irradiación captada por unidad de área y el factor de retorno de inyección en cada panel. Wang concluyó que su modelo es apto para estudios simples con una sola zona de modificación, se puede usar sólo para una tecnología estable y la reducción de costos depende del dimensionamiento; asimismo se dejó como trabajo futuro hacer un balance de emisiones de GEI mediante la comparación de una red convencional y una renovable. Singh y Sharma (2017) presentaron un modelo de optimización para determinar el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, el cual está dado por el modelo A-STRONG; A_STRONG es un algoritmo de posición que se encuentra en función del consumo de energía eléctrica y el área disponible en la zona donde se llevará a cabo la instalación de la red renovable. Este modelo se adapta para aprovechar la energía eólica o térmica, y tomar en cuenta el costo operacional y de instalación de cada dispositivo. Sin embargo, no incorpora factores para la medición del impacto del medio ambiente, la eficiencia de los paneles fotovoltaicos de forma general o por módulo, el escalamiento a una red de distribución superior como una colonia, universidad o parque industrial.

Acha et al. (2018) desarrollaron una superestructura de decisión para seleccionar la tecnología más conveniente en un parque industrial con una demanda energética elevada; para ello, se identificaron los beneficios de potencia para cada selección, y la sección que se estaría cubriendo con dicha tecnología. Además, concluyen que la GDRMFV es ideal en situaciones donde se tenga un elevado consumo de energía eléctrica, para que se rentable a mediano y corto plazo; asimismo dan a conocer que la solución posible es crear una mezcla de tecnologías renovables con la convencional.

2.4 Optimización de una red eléctrica de GDRM fotovoltaica

La optimización de una red eléctrica mediante una GDRM, aplicando una tecnología en específico como lo son las celdas fotovoltaicas, se ha inclinado a varios puntos de importancia para el sector industrial como: el dimensionado de los equipos, el porcentaje máximo de combinación, la localización de los sistemas, la reducción del impacto ambiental, la disminución de la pérdida de energía por distribución y la aplicación de la mejor tecnología bajo ciertas condiciones (Ali al., 2012). Una red eléctrica con una GDRM es una estructura de conectores con una distribución discontinua en donde fluye energía eléctrica de una fuente de generación renovable o convencional según sea el caso y se dirige a un consumidor principal. Los componentes de dicha red son: fuente de generación eléctrica principal y secundaria, líneas de distribución locales, buses de combinación de puntos de potencia, consumidores locales a baja y alta potencia activa, conectores de desviación por alta demanda eléctrica o saturación; estos elementos interconectados generan un flujo de energía eléctrica constante (Ahsan et al., 2014).

La fuente de generación eléctrica, en este caso los paneles fotovoltaicos se definen como sistemas que permiten aprovechar la energía solar disponible de forma efectiva, estos captan la energía de los fotones provenientes de los rayos de sol por medio de celdas de diferentes materiales que la convierten a energía disponible.

En la Figura 4 se muestran los elementos esenciales de un sistema FV global, los cuales son encargados de captar la energía solar, transformarla a energía eléctrica, distribuirla a la red y generar un sistema de almacenamiento para cuando el usuario la requiera. El elemento de mayor importancia es la celda solar FV, ya que es la encargada de la transformación de la energía solar a energía eléctrica disponible (Issaadi et., 2018). El modulo solar FV está formado por la unión de diversas celdas o células de captación, que pueden estar diseñados de diferentes materiales como: silicio, cadmio, indio, galio etc. En este trabajo se consideraron paneles de silicio monocristalinos y policristalinos debido a su mayor comercialización en México. El

regulador de carga es un nexo entre los paneles FV y los elementos de consumo, se encarga de proteger a los acumuladores ante las sobrecargas o sobrecalentamientos del sistema; proporciona a su salida la tensión continua de la instalación fijando la tensión nominal del equipo (Méndez et al. 2006). La batería sólo se hace presente en instalaciones autónomas, la cual proporciona energía a la instalación durante periodos nublados o nocturnos. Acumula la energía producida para usarse como sistema de emergencia. El inversor convierte la corriente eléctrica continuas a alterna a condiciones de 220 V y 50 Hz, esto para igualar a la red pública. Finalmente, la salida de la energía eléctrica al consumidor debe brindar la protección para que se eviten problemas de carga (Viral et., 2012).

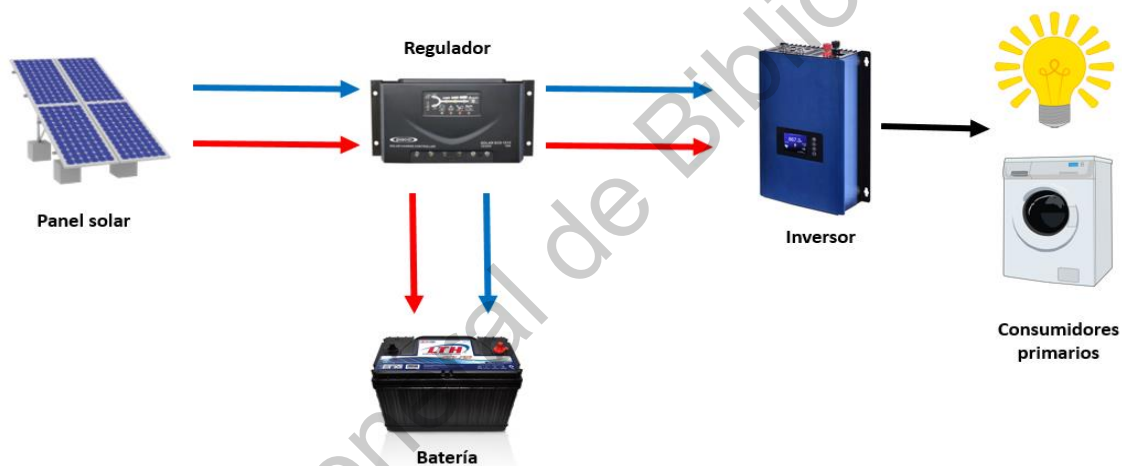


Figura 4. Esquema global de un sistema fotovoltaico

Las celdas o células FV son las encargadas directamente de la transformación de energía, las más utilizadas son las fabricadas de silicio cristalino y multicristalino, las cuales fueron revisadas en este trabajo, debido a que son maleables, baratos, proporcionan voltajes de 0.5 V, generan una corriente promedio de 35 mA/cm² y son sistemas con eficiencias entre 15 – 23 % siendo de las más altas de manera comercial (Hussan et al. 2004). Los sistemas FV dependen directamente del objetivo que se busque, ya sea para aumentar la potencia activa o disminuir la corriente, lo cual depende del consumidor final (Miguélez et al. 2013).

En la Tabla 3 se muestran las principales ventajas y desventajas de los paneles FV que se utilizaron en esta investigación (monocristalinos y policristalinos). Se resaltan las propiedades térmicas, eléctricas, mecánicas y físicas de estos paneles; de igual forma se puede ver que el material monocristalino es más caro, pero te brinda una mayor eficiencia de conversión, y el policristalino tiene una baja eficiencia, pero es menos el gasto de inversión, por eso para realizar una buena selección es necesario hacer un análisis de las variables de mayor importancia que afecta a la eficiencia neta del sistema como: la temperatura de sitio, la nubosidad, la precipitación directa, la trayectoria solar, la velocidad y dirección del viento (Reti et al. 2015).

Tabla 3. Ventajas y desventajas de los paneles FV

Paneles FV	Ventajas	Desventajas
Monocristalinos	Eficiencia de 16 – 23 %	Alto costo de inversión
	Vida útil de 25 años	Inestable a sombras
	Uso bajo condiciones de poca luz	Gran cantidad de silicio
	Efecto de temperatura menos	Contaminación reactiva
Policristalinos	Producción simple	Eficiencia 12 – 17 %
	Bajo costo de inversión	Efecto de temperatura alto
	Soporte a lluvia y granizo	Mayor espacio físico
	Estabilidad a sombras	Menor área de contacto

De manera particular, en México se han desarrollado modelos de generación distribuida para energías convencionales como el que realizó Domínguez-Cardoza (AÑO). Actualmente, no existe un diseño ni estructura de un modelo de GDRFV aprobado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía (SENER) de forma estatal o municipal; por ello, la instalación en una escuela, universidad, parque industrial, edificio, o comercio no es posible, dado que no se han hecho una evaluación con valores reales. No obstante, se cuenta con investigaciones sobre la máxima combinación posible entre generadores de energía renovable en una red eléctrica convencional, así como en zonas de alta demanda

eléctrica cubierta de forma total por energías renovables como aerogeneradores o paneles fotovoltaicos..

Por tanto, la presente propuesta de estrategia de optimización de la GDRM con energía FV tomará en cuenta factores que no se han analizado ni evaluado en trabajos anteriormente reportados; dicho factores incluyen aquellos de impacto ambiental enfocados a las emisiones de CO₂, el tipo de conexión en el sistema FV (paralelo o serie), los materiales de silicio monocristalino y policristalino, el factor de penetración variable entre el rango permitido en función de la demanda y el número de paneles que se requiere para cubrir la demanda por la red de consumo; asimismo, se analizarán las variables ambientales que tienen un efecto en la eficiencia de la conversión de energía en los paneles, como la temperatura y la nubosidad. Para ello, se selecciona como zona de estudio un parque industrial en la ciudad de Santiago de Querétaro, debido a su crecimiento industrial y la alta generación de GEI.

2.5 Justificación

Con el propósito de reducir los gases de efecto invernadero y la dependencia directa de energía eléctrica a base de carbón como combustible fósil principal, la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional del Uso Eficiente de Energía plantean mediante el proceso de generación distribuida, apoyar a la combinación de fuentes de generación eléctrica convencionales y renovables, mediante el diseño de una red combinada, con ello se busca fortalecer el concepto de sustentabilidad que se señala una de las vertientes de la Reforma Energética que plantea el gobierno mexicano.

En este contexto, una generación distribuida renovable mixta tiene el potencial de contribuir al desarrollo sostenible de la producción de energía eléctrica para las zonas industriales o de alta demanda. De las fuentes de energía con mayor estudio por su capacidad de producción, conversión y distribución es la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, para que esta energía esté disponible para el usuario en

el sector industrial de forma mixta, debe desarrollarse una red de distribución combinada con un límite máximo de penetración no superior al 35 %, esto aunado que en México no se tiene una representación matemática de una GDRM para los paneles fotovoltaicos, de manera que debe buscarse una estrategia para optimizar una red eléctrica de una zona industrial mediante una tecnología renovable, con la condición de evaluar las propiedades de mayor peso para la conversión a energía disponible en un red activa. Los resultados posibilitan extrapolar el modelo a cualquier zona de México con el objetivo de variar el factor de radiación y la variabilidad de los paneles solares

Dirección General de Bibliotecas UAQ

Capítulo 3. Objetivos

En este capítulo se muestra el objetivo general del proyecto de investigación, de igual forma se desglosan los objetivos particulares a desarrollar.

3.1 Objetivo general

Proponer una estrategia de solución del problema de generación distribuida renovable para un Parque Industrial ubicado en la ciudad de Santiago de Querétaro utilizando programación mixta entera lineal (MILP).

3.1 Objetivos específicos

- Generar un mapa de disponibilidad de energía solar en la ciudad de Santiago de Querétaro, utilizando el software ArcGis, y capas de incidencia solar de la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad para seleccionar una zona de alta demanda eléctrica.
- Elaborar un compendio de fichas técnicas de paneles fotovoltaicos para conocer las propiedades eléctricas, térmicas y rangos de operación de cada uno.
- Diseñar una superestructura que permita identificar la relación de todas las variables relevantes para el diseño de un sistema de GDRM con energía fotovoltaica.
- Proponer un modelo matemático mixto entero lineal (MILP) así como una estrategia mono-objetivo para determinar la tecnología que brinda el costo beneficio más alto.
- Aplicar el modelo propuesto (MILP) en el diseño de un sistema de GDRM con energía FV para un Parque Industrial en la ciudad de Santiago de Querétaro.

Capítulo 4. Metodología

En este capítulo se muestra la metodología que se llevó a cabo durante el desarrollo del proyecto, los resultados que se obtuvieron en cada uno de los objetivos y la implementación del modelo matemático en una zona industrial.

La metodología que se implementará durante esta investigación se muestra en la Figura 5. El trabajo incluyó la recolección y análisis de datos climáticos – ambientales, y la elaboración - aplicación de un modelo matemático. A continuación, se describen las etapas involucradas.

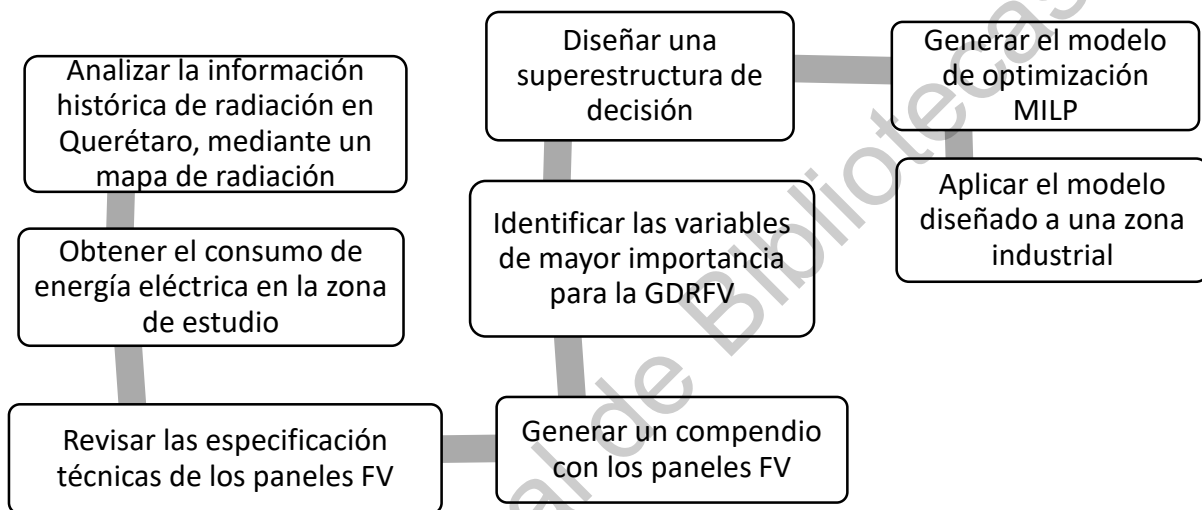


Figura 5. Diagrama de proceso para el desarrollo del modelo matemático de una GDRM para la ciudad de Santiago de Querétaro.

4.1 Análisis la información histórica de radiación solar en la ciudad de Querétaro

Para realizar el modelado de una generación distribuida renovable mixta se analizarán los datos de radiación directa, horas sol e inclinación del rayo solar para un periodo de cinco años promedio, que brindan el INIFAP y la NASA, con el objetivo de para evaluar el rendimiento de los paneles FV, la trayectoria solar y la máxima incidencia posible para la ciudad, utilizada como energía disponible, para ello se diseñará un mapa de oferta solar para la ciudad de Santiago de Querétaro. En la Figura 6 se muestra el mapa de radiación solar de la zona de estudio, resaltando

las horas sol promedio de 6.54 con un horario estable de 9:00 a.m. – 16:00 p.m. en donde la radiación se da de forma directa y en un ángulo de 35.6 °, es decir no se ve alterado por ningún factor externo y se aprovecha su captación y transformación en la celda solar en su totalidad. De igual manera, se observa una incidencia de los rayos de 5.64 – 5.91 kW/m², para ello se realizó un análisis histórico del año 2014 – 2018 para determinar los promedio de radiación perpendicular y activa para una red de suministro con paneles fotovoltaicos. Una de las estaciones del año que mayor cantidad de energía puede suministrar a los paneles es en primavera – verano, ya que existe una baja nubosidad y precipitación, teniendo una eficiencia de conversión mayor. Por último, se analiza que se tiene un periodo de máxima radiación de 9 – 10 meses promedio en la ciudad de Santiago de Querétaro, por lo cual es apto la implementación de celdas solares para la generación de energía renovable en el sector industrial.

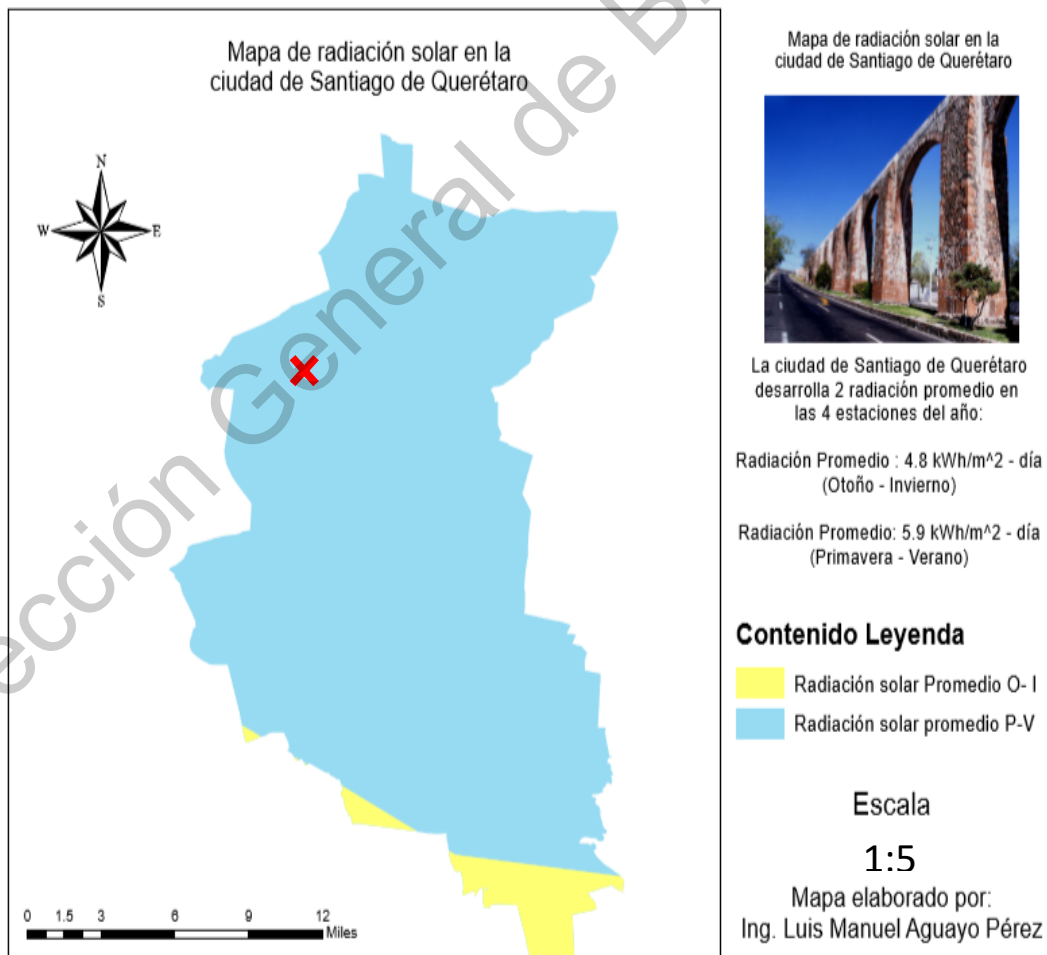


Figura 6. Mapa de radiación solar para la ciudad de Santiago de Querétaro

4.2 Obtener el consumo energético de una zona en Querétaro

Se seleccionó una zona industrial de la ciudad de Santiago de Querétaro, debido a que en los últimos cinco años se ha tenido un crecimiento importante en este sector. Por ello, se tomarán en cuenta los datos de consumo o demanda de energía eléctrica del Parque Industrial Arcos (PIA) para llevar a cabo el proyecto. Para la toma de muestra se aplicó la Ecuación (1), en donde se tiene un total de 20 industrias primarias o de mayor consumo eléctrico, 80 industrias secundarias que sirven como subproductos de las primarias y 18 industrias terciarias o de bajo nivel de consumo como transporte, cacetos o alumbrado. Solo se tomaron en cuenta las industrias primarias ya que cumple con el 86.51 % del consumo total del Parque Industrial. Se realizó el cálculo para obtener una muestra representativa “*n*” como se muestra a continuación, donde se tomó un valor de confianza $k = 0.955$, error de la muestra $e = 10 \%$, individuos con las propiedades $P = 0.5$, individuos sin las características $Q = 0.5$ con un tamaño de muestra de 20 industrias.

$$n = \left(\frac{k^2 * P * Q * N}{(e^2 * (N - 1)) + k^2 * P * Q} \right) \quad (1)$$

Por lo que, teniendo el resultado de $n = 10.134$ se tomaron las industrias que mayor consumo de energía eléctrica se tiene en el PIA. En la Tabla 4 se muestra el gasto de energía eléctrica que tiene las empresas seleccionadas en relación a su giro industrial que se clasifican en Automotriz (Au), Eléctrica (El), Metalúrgica (Me) y Textil (Te), a lo que se dedican o el producto que generan por industria, las empresas tomaron los nombres de la A – J por seguridad industrial, se observa que existen dos industrias que resaltan por su alto consumo eléctrico (C – H) siendo el 68.71 % de la muestra global, esto es por que fabrican aparatos de uso a mayor volumen como: refrigeradores, lavadoras, camionetas y grúas ligeras.

Tabla 4. Consumo de energía eléctrica por industria en el PIA

Industria	Actividad o producto	Consumo eléctrico MW/d
A (EI)	Manufactura de herramientas	0.99
B (EI)	Equipos eléctricos complejos	1.773
C (EI)	Electrodomésticos	10.37
D (EI)	Partes de los electrodomésticos	1.49
E (Me)	Bases metálicas	0.98
F (Me)	Cableado de cobre – aluminio	0.59
G (Au)	Vehículos recreativos motorizados	1.47
H (Au)	Vehículos de carga mediana	10.43
I (Au)	Direcciones hidráulicas	2.42
J (Tex)	Pintado de vehículos	0.73
Total	Consumo global de la muestra	31

4.3 Generación de un compendio de paneles fotovoltaicos

Se tomaron en cuenta 26 paneles fotovoltaicos de silicio (13 monocristalinos y 13 policristalinos) para el desarrollo del compendio de las propiedades eléctricas y térmicas de estos sistemas, y para la comparación de costos de inversión, mantenimiento en función de su eficiencia de conversión eléctrica, estos con una potencia estable de 250 W y vida útil de 25 años, esto para tener un rango estable de comparación en cuento a sus propiedades de conversión a energía eléctrica, dichas características se obtuvieron en las fichas técnicas que brinda cada uno de los proveedores, cabe resaltar que son empresas encargadas a la distribución y venta de estos sistemas, no a su fabricación.

En la Tabla 5 se muestra la compilación de los datos de los paneles FV en función de sus propiedades térmicas y eléctricas como la eficiencia de conversión parcial, los coeficientes de temperatura en la gráfica de potencia para el material de silicio, la temperatura nominal de la celda cuando se tienen condiciones ambientales estándar (25 °C, 1 atm y 21 % de humedad), al hacer la comparación entre los dos tipos de paneles que se manejan se observa que los sistemas poli tiene una eficiencia menor por 4 – 5 %, pero se tiene valores muy parecidos en corriente a corto circuito y voltaje a circuito abierto, solo se podría ver diferencias en los costos de cada uno de los paneles. Por lo que de igual forma en la Tabla 6 se observan los costos que se tienen para la compilación de los 26 paneles en función de la inversión inicial y el mantenimiento predictivo para cada uno de estos comparando la eficiencia de cada uno, resaltando que a mayor capacidad de conversión el precio aumenta, se ve que el panel con mayor valor de costo inicial es el M3 (monocristalino 3) con 771.88 USD por unidad y un mantenimiento de 225.44 USD, dicho mantenimiento se realiza cada 2.5 años, el cual va cambiando con el paso del tiempo, el panel con el costo más bajo es el P15 (policristalino 15), con valores de inversión 305.04 USD y 182.16 USD de mantenimiento.

Tabla 5. Propiedades térmicas - eléctricas de los paneles FV

Características del módulo	Tipo de módulo																									
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	P25	P26
Voltaje a circuito abierto (V)	22.4	34.8	22.6	38.1	37.5	25.4	28.5	29.7	31.5	33.2	37.3	24.8	28.7	37.8	37.8	37.8	21.7	37.8	25.6	28.8	31.8	36.1	35.8	27.1	38.9	35.5
Corriente a corto circuito (A)	9.05	8.8	3.31	8.8	8.76	3.82	4.56	5.91	6.54	5.11	7.14	6.09	4.55	8.74	8.7	8.8	8.31	8.75	8.76	8.81	8.52	8.41	8.63	8.93	8.23	8.38
Voltaje máximo (V)	18.3	20.1	24	15.4	12.4	16.5	14.9	19.3	13.2	15.8	16.1	14.8	20.4	23.3	13	15.4	16.5	24.5	23.3	15.5	17.6	16.9	21.1	18.7	22.3	24.1
Coefficiente de temperatura de voltaje (mV/°C)	32	32	32	32	31	30	31	32	32	35	32	34	32	40	31	35	32	33.4	36	34	34	32	33	38	37	41
Coefficiente de temperatura de corriente (mA/°C)	6	3.2	6	2	5	4	5	6	5	5	3	3	4	6	7	4	6	4.8	7	8	7	5	6	7	7	8
Temperatura nominal de la celda (°C)	45	48	47.5	48	46	47	46	47	46	46	45	45	48	49	47	47	45	48	49	48	48	48	46	43	47	48
Tiempo de vida útil (años)	25	25	25	20	25	25	25	25	23	25	23	25	25	25	25	25	20	25	20	25	25	25	23	25	25	25
Eficiencia de la celda (%)	18.7	19.4	19.9	18.8	19	18.2	19.1	17.6	17.9	18	18.4	18.4	18.6	13.2	12.4	12.8	13.5	12	12.4	12.6	13	12.8	11.4	11.8	11	12.7

Tabla 6. Costos de los paneles FV

Módulos FV	Eficiencia %	Costo inicial(USD)	Costo de mantenimiento (USD)	Costo Global (USD)
M1	18.7	678.97	225.44 (El mantenimiento se hace cada 2.5 años)	904.41
M2	19.4	710.34		935.78
M3	19.9	771.88		997.32
M4	18.8	642.76		868.2
M5	19	694.95		920.39
M6	18.2	713.52		938.96
M7	19.1	679.04		904.48
M8	17.6	750.66		976.1
M9	17.9	732.09		957.53
M10	18	748.01		973.45
M11	18.4	673,74		899.18
M12	18.4	652.51		877.95
M13	18.6	631.29		856.73
P14	13.2	339.52	182.16 (El mantenimiento se hace cada 1.5 años)	521.68
P15	12.4	305.03		487.19
P16	12.8	368.7		550.86
P17	13.5	461		643.16
P18	12	331.03		513.19
P19	12.4	397.87		580.03
P20	12.6	358.09		540.25
P21	13	424.40		606.56
P22	12.8	344.82		526.98
P23	11.4	307.69		489.85
P24	11.8	401.06		583.22
P25	11	328.91		511.07
P26	12.7	371.35		553.51

4.4 Identificación de las variables de importancia

Para poder realizar el diseño de un modelo matemático mediante una programación matemática es necesario conocer todos los factores que pueden alterar o modificar la respuesta o en su caso la función objetivo. Por ello, se realizó un análisis de las variables que afectan directamente a la eficiencia de una celda solar, ya que esta depende del dimensionado de la red eléctrica para poder cubrir la demanda de la zona industrial, dichas variables son la nubosidad y la temperatura de sitio.

4.4.1 Temperatura

La temperatura es importante por el rango de estabilidad que manejan los átomos de silicio en la red cristalina generando una conversión alta de energía solar a eléctrica.

En la Figura 7 se observa el mapa que indica la temperatura en el PIA del año 2014 – 2018, teniendo un promedio noche de 10.18 °C, para el día de 29.65 °C y para todo el día de 21.45 °C, para la implementación de los paneles FV se debe optar por el promedio del día, ya que es cuando se tiene la mayor cantidad de radiación solar efectiva disponible.

El coeficiente de la zona de estudio es de 1.15 que indica el factor global de impacto de las variables climáticas de la zona y posición en la que se llevará el estudio, es decir se tiene una zona templada con condiciones tipo R, las cuales se relacionan con la cantidad de precipitación anual, la inclinación de los rayos solares y el tipo de nube que se tiene en la zona de estudio.

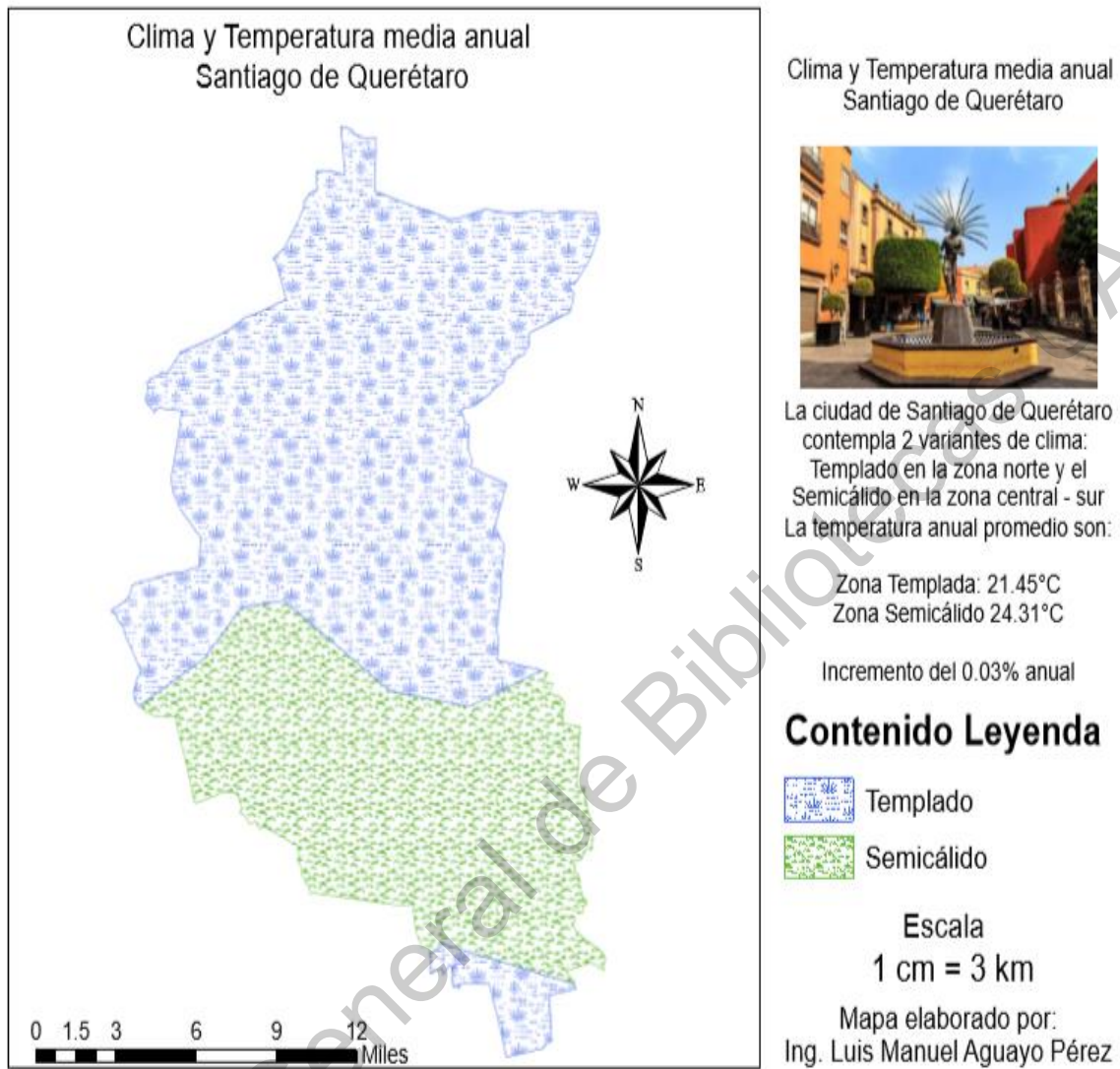


Figura 7. Mapa de temperatura local para el PIA

4.4.2 Nubosidad

La nubosidad es uno de los factores que mayor impacto tiene en la eficiencia del panel FV a la hora de generar la conversión de energía solar a eléctrica. Para ello, se deben conocer dichas condiciones en la zona de estudio, para saber si se tendrá un factor de corrección por la nubosidad o se trabajare de manera plena. En la Tabla 7 se observa el estudio de la nubosidad en la zona de estudio (PIA) dada por estación del año e información suministrada por CONABIO, donde se analiza que

la estación con menor nubosidad en el año es invierno – primavera con 0.125 octas, mientras que el de mayor capacidad de nubosidad es otoño con 0.5 octas, el valor promedio general del estudio del año 2014 – 2018 es de 0.25 octas, lo que indica que tiene un bajo de nubosidad, en otras palabras un cuarto del cielo estará cubierto por nubes en el año (no causa efectos en los paneles FV).

Tabla 7. Factor de nubosidad en la zona de estudio PIA

Año	Otoño	Invierno	Primavera	Verano
2014	4 / 8	2 / 8	1 / 8	2 / 8
2015	3 / 4	1 / 8	1 / 8	0 / 8
2016	4 / 8	1 / 8	1 / 8	1 / 8
2017	4 / 8	1 / 8	2 / 8	2 / 8
2018	3 / 8	2 / 8	1 / 8	2 / 8
Promedio	4 / 8	1 / 8	1 / 8	2 / 8
Promedio general	2 / 8 Poco nuboso = 0.25 octas promedio en el PIA			

La precipitación es un factor que va aunado a la nubosidad presente, % de humedad, velocidad y dirección del viento, por lo que se indica mediante un estudio que realizó INIFAP que la cantidad de precipitación en un año es de 18 % correspondiente a 32 mm con un rango de 28 días de lluvia (julio – agosto), siendo un factor de menor importancia para este caso de estudio, ya que no se altera la eficiencia del panel FV.

4.5 Diseño de una superestructura de decisión

Una superestructura relaciona las variables de mayor importancia para poder generar un modelo matemático, ya que es un paso previo a diseñar las ecuaciones representativas, se analizan las rutas que se pueden crear, si el problema tendrá una solución factible o si habrá errores en el mismo. En la Figura 8 se muestra una superestructura general para la generación distribuida combinada con una fuente

convencional, tomando en cuenta las variables de mayor importancia como: las emisiones de GEI, las propiedades de los paneles fotovoltaicos, el límite máximo de penetración en las líneas de distribución principal, el factor del mantenimiento constante y el dimensionado del sistema eléctrico, el cual es la base para poder crear el modelo matemático y visualizar las ecuaciones principales del problema y de qué forma se relacionan entre sí para encontrar una solución.

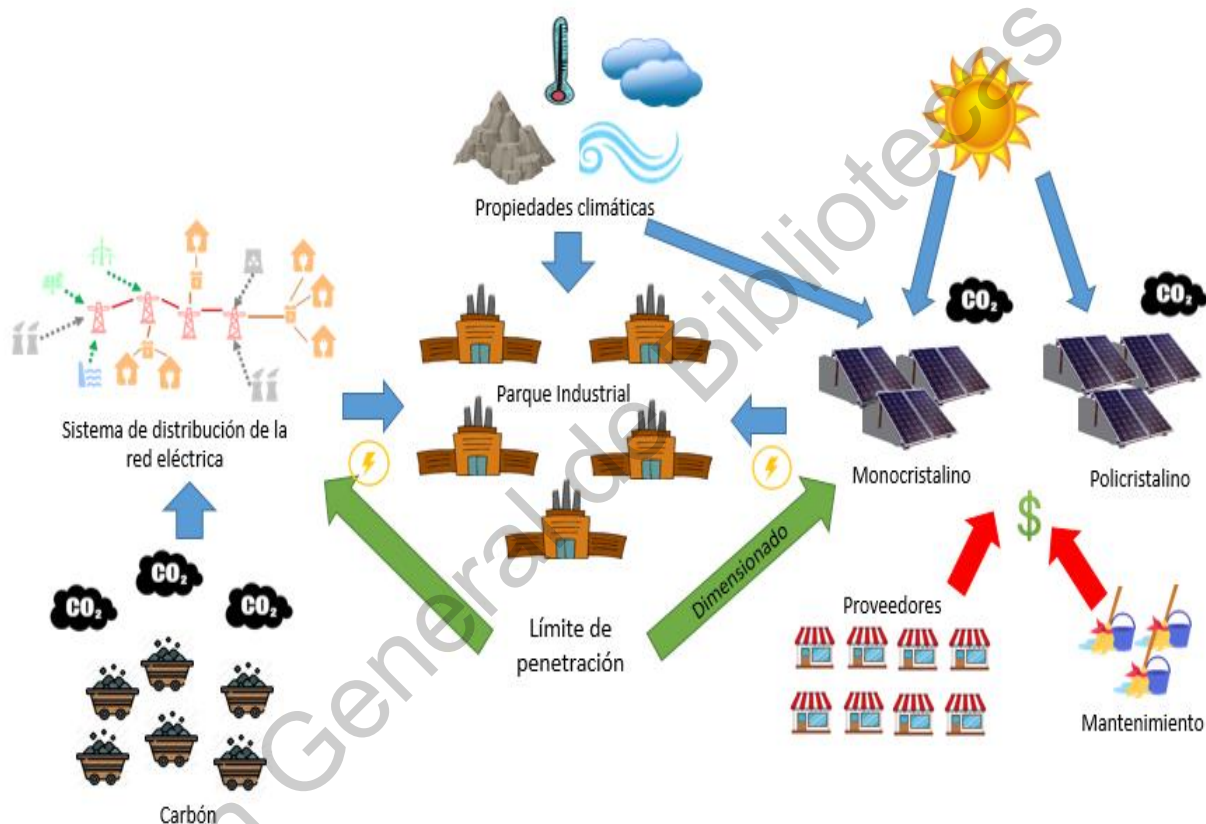


Figura 8. Superestructura de decisión general para una GDRM

4.6 Generación de un modelo matemático de optimización de una generación distribuida mediante una programación MILP.

Un modelo matemático es la representación de un problema o situación real mediante ecuaciones. La formulación del modelo o modelado consiste en crear una relación entre las variables que representan el problema, para crear uno o varios

escenarios que puedan dar solución al caso de estudio específico en un tiempo determinado (Peña y Bello et al. 2010).

El modelo propuesto en esta sección, para una Generación Distribuida Renovable Mixta (GDRM) con energía fotovoltaica, se formuló con base a una MILP, teniendo como objetivo principal maximizar la ganancia económica de implementar una GD en una red eléctrica y conocer el tiempo de recuperación simple de inversión, dicho modelo se resolvió utilizando el software GAMS versión 25.1.2 con el Resolvedor CPLEX. El sistema de la red eléctrica está restringido a un rango de combinación máxima estable aceptada del 25 - 35 % de energía renovable y 75 - 65 % de energía convencional (fotovoltaica y carbón respectivamente) que señala la Comisión Nacional del Uso Eficiente de Energía (CONUEE) (Salinas et al. 2019).

La solución del modelo consistirá en seleccionar la mejor tecnología de panel fotovoltaico que cumpla con las restricciones que se describirán en esta sección, que maximice el valor de la variable objetivo que se plantea en el problema. Para ello, se utilizan variables binarias encargadas de seleccionar la mejor opción, mediante los criterios lógicos de valores. En la ecuación (2) se muestra la restricción que deben cumplir los paneles FV respecto al Factor de Capacidad (FC), el cual indica la relación que existe entre la salida a máxima potencia de una celda de forma efectiva (bajo condiciones normalizadas de potencia neta) y el producto de la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto en las mismas condiciones (ICCA et al. 2017).

$$0.0001 \leq FC \leq 0.3200 \quad (2)$$

4.6.1 Objetivos del modelo matemático GDRM

El modelo matemático que se desarrolla tiene como base un objetivo principal que es maximizar el costo beneficio de una red eléctrica en un periodo de 25 años de vida útil y conocer la tasa de recuperación simple de la inversión inicial. Por otro

lado, se tiene de forma adyacente algunos objetivos secundarios, los cuales van inclinados a los aspectos que no se han utilizado en modelos anteriores como: conocer el costo de remediación ambiental, la cantidad de gramos de CO₂ que no se generan, el impacto que tiene variables como temperatura – nubosidad en la selección de la mejor tecnología FV y ver de qué manera afecta variar el límite de penetración en la red de distribución renovable para cada estación del año.

4.6.2 Función Objetivo (FO)

La función objetivo es maximizar el costo beneficio de una red eléctrica, dado por la ecuación (5), la cual está sujeta a las restricciones señaladas en las ecuaciones (4 – 7):

$$\max C_{ben} = \left(\left((C_{prod} + C_{amb} + C_{ener} + C_{zona}) - C_{man} \right) * PVE \right) - C_{inv} \quad (3)$$

Sujeto a:

$$C_{inv} \geq 0 \quad (4)$$

$$C_{amb} \geq 100 \quad (5)$$

$$C_{pro} \geq 1 \times 10^5 \quad (6)$$

$$C_{ene} \geq 1 \times 10^4 \quad (7)$$

Donde C_{ben} es el costo beneficio (objetivo primario), el cual se divide en dos tipos de variables, las primeras enfocadas en el ahorro por uso de una generación de energía mixta y las segundas en gastos iniciales por tecnología. Las variables que definen el ahorro económico son las siguientes:

- C_{prod} es la diferencia de costos de producción de 1 kW con energía convencional (carbón) y energía renovable fotovoltaica (CONUUE, 2018).

- C_{amb} es el costo de remediación ambiental en relación a las emisiones de CO₂ que se ahorran por incluir un porcentaje de generación eléctrica mediante paneles FV (Ledezma et al. 2019).
- C_{ener} es el ahorro de energía eléctrica, incluyendo las variables de conexión, distribución y potencia de celda para cada módulo FV (CONUEE, 2018).
- C_{zona} en donde se ubican los factores de nubosidad y precipitación. Sin embargo, para la sección de gastos se ubican las variables C_{man} y C_{inv} , (CONUEE, 2018) las cuales indican los costos de mantenimiento e inversión de los paneles FV respectivamente, mientras que el factor PVE (Precio a Valor Presente) relaciona los valores de los costos de cada variable a un tiempo presente tomando en cuenta el tiempo de vida útil del sistema y el factor de cambio monetario con cada año (sección 4.3). Cada una de las variables está sujeta a una restricción que indica generación de un ahorro económico considerable con un alto impacto para una GDRM con energía FV (Estrada et al. 2013).

4.6.3 Costos de producción de energía

Las variables relacionadas al consumo de energía comparan el costo de producción de 1 kWh de energía eléctrica entre una fuente de energía renovable (fotovoltaica) y una convencional en función de la potencia de demanda que se requiere cubrir para una zona determinada durante el tiempo de vida útil de un panel FV de 25 años, dada las siguientes ecuaciones (8 – 9):

$$\begin{aligned}
 &Prod_{(panel)} && \forall \in panel && (8) \\
 &= \frac{DemandaCo_{(panel)} * 2.59 - DemandaRe_{(panel)} * 1.87}{1x10^6}
 \end{aligned}$$

$$C_{prod} = \sum_{panel} Prod_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (9)$$

Donde la variable $Prod_{(panel)}$ relaciona la producción de energía eléctrica para cada panel FV, la cual depende de la demanda eléctrica convencional $DemandaCo_{(panel)}$ y de la demanda renovable por paneles fotovoltaicos $DemandaRe_{(panel)}$ en un cierto periodo de tiempo (sección 4.3), el factor de 0.72 es la relación monetaria de la producción de 1 kW para los dos tipos de generación que se tienen ($1.86 USD_{Carbón} - 1.14 USD_{FV} = 0.72 USD_{Global}$), estos valores de forma global dependen directamente del dimensionado de los paneles FV del sistema $Np_{(panel)}$; es decir, para cada panel se tendrá un número ya determinado de paneles según sus propiedades eléctricas (sección 4.3) y variando el factor de penetración a la red eléctrica de 25 – 35 %. Los valores finales de las variables en la función objetivo dependerán de la selección del mejor panel FV en relación al objetivo que se desea cumplir. Por otra parte el factor C_{prod} corresponde a la sumatoria de los valores de producción que se tiene para cada panel y se relaciona directamente con la función objetivo en forma de una variable de decisión (CONUEE, 2018).

4.6.4 Costo de remediación ambiental

El costo de remediación o impacto ambiental permite conocer la cantidad de emisiones de gCO₂ que se ahorran por utilizar energía fotovoltaica con un rango de 25 - 35 % de penetración en la red eléctrica, de igual forma con un factor de conversión monetario por gramo generado se observa el ahorro económico para este elemento, el cual está representado en las ecuaciones (10 – 11):

$$Remed_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (10)$$

$$= \frac{DemandaCo_{(panel)} * 0.0358 - DemandaRe_{(panel)} * 0.0233}{1x10^4}$$

$$C_{amb} = \sum_{panel} Remed_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (11)$$

Donde el factor $Remed_{(panel)}$ indica el costo de remediación o impacto ambiental (negativo o positivo según sea el caso) en relación a las emisiones de CO₂ que no se generarán comparando las dos formas que se tienen de generación de energía, la cual depende de la diferencia entre la demanda convencional $DemandaCo_{(panel)}$ y renovable $DemandaRe_{(panel)}$ de la red eléctrica y del factor de relación de costos para la remediación por convencional de 0.0358 USD y para la energía fotovoltaica 0.0233 USD, de igual forma que cualquiera de las variables de decisión está dependerá de forma directa del dimensionado $Np_{(panel)}$, por lo que C_{amb} es la sumatoria del costo de remediación para todos los paneles FV. Este factor de impacto ambiental de forma monetaria es uno de los elementos de mayor importancia, ya que con anterioridad no era mencionado en los modelos matemáticos (Borges et al. 2013).

4.6.5 Costos del potencial eléctrico en las celdas FV

El costo de potencial eléctrico, o de la red de energía entre las celdas FV, se refiere a la distribución, el tipo de conexión y el intercambio de energía entre cada panel; de igual forma se hace la comparación entre los dos métodos de generación de energía eléctrica (renovable – convencional), en este proceso son dos elementos que se tiene como adiciones a los modelos ya establecidos, ya que según el tipo de conexión que se requiera para cubrir la demanda eléctrica de un sector o zona de estudio y el voltaje con el que se va a manejar la red eléctrica por un periodo de 25 años. De manera global se muestra la siguiente ecuación (12) para obtener el ahorro por el potencial de energía eléctrica en un sistema:

$$C_{ener} = C_{dis} + C_{cone} + C_{celda} \quad (12)$$

Cada una de estas variables se describe a continuación:

- Costo por Distribución de energía eléctrica en la red de suministro se plantea en las siguientes ecuaciones (13 – 14):

$$Dis_{(panel)} = 1x10^{-4} * \sum_i \sum_j \sum_g \sum_{panel} Gijm_{(panel)} * (V_{g,i})^2 \quad \forall \in panel \quad (13)$$

$$* (V_{g,j})^2 - 2 * (V_{g,i}) * (V_{g,j}) * \cos \delta$$

$$* Np_{(panel)}$$

$$C_{dis} = \sum_{panel} Dis_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (14)$$

Donde el factor $Dis_{(panel)}$ indica la distribución de energía eléctrica entre los paneles FV, los cuales dependen de directamente de la potencia efectiva de la red eléctrica $Gijm_{(panel)}$ dentro de los buses convencionales y renovables en la línea de suministro continua de la red principal para el consumidor principal, que siempre ronda entre el 25 – 35 % del global, el factor de $1x10^{-4}$ cambia las unidades de medición a kWh (potencia) (Carillo et al. 2009).

La potencia activa $Gijm_{(panel)}$ está en función de los voltajes de suministro para la etapa renovable $(V_{g,j})^2$ y la etapa convencional $(V_{g,i})^2$ los cuales depende de la estación del año en la que se encuentren, representadas por el subíndice g , y del bus de conversión – distribución de energía i convencional y j renovables, ya que estarán conectados de forma directa con la línea de suministro principal; el factor - 2 indica las líneas principales que existen de manera que se genera un desvío en el ángulo δ y suministran la energía ya global a los puntos de consumo origen, generando una relación entre voltaje y corriente al receptor más cercano, el valor del ángulo ronda entre 0 – 1 siendo el aceptado para una buena distribución un valor superior a 0.75, de igual forma dependen del dimensionado de cada panel FV $Np_{(panel)}$ (Atwa et al. 2010). Por último la variable C_{dis} indica la sumatoria de los costos de distribución para cada celda FV.

- Costo por el tipo de conexión de la red eléctrica se representa por las ecuaciones (15 – 16):

$$Conexion_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (15)$$

$$= \frac{FFo_{(panel)} * (Vo_{(panel)} + 0.72)}{1 - \left(\frac{FF_{(panel)}}{FFo_{(panel)}}\right)} * \frac{Voc_{(panel)}}{ICC_{(panel)}} * Rshp * Np_{(panel)}$$

$$C_{cone} = \sum_{panel} Conexion_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (16)$$

Donde el elemento $Conexion_{(panel)}$ relaciona los factores para crear un ahorro de energía al usar energía FV en un 25 – 35 %, el cual depende del factor de llenado FFo inicial de cada uno de los paneles FV con una corriente – voltaje máximos bajo un constante de potencia inicial de 250 W, un voltaje cero para cada celda FV Vo dependiendo de las propiedades de conversión de energía solar a eléctrica, un factor de llenado ya con una estabilidad propuesta en la red de energía eléctrica y la conexión de cada uno de los paneles; cabe mencionar que para zonas de alto consumo superior a los 10 MW se utiliza un circuito en paralelo, y de forma contraria se aplica sistemas en serie o mixtos según sea el objetivo que se desea. El factor 0.72 USD es el valor económico que se tiene por la diferencia entre la energía de potencia W que se ahorran por una conexión con energías renovables, se relaciona con la potencia real del panel entre el voltaje inicial y la corriente a corto circuito para una conexión en paralelo $Rshp$ dependiendo del número de paneles y la variable binaria que se encuentra de forma implícita (PND et al. 2017).

- Costo por pérdida de energía en cada celda FV

De igual forma se tiene un ahorro por la energía que se tiene en cada celda fotovoltaica, ya que existe un brinco de energía entre cada celda que puede verse como una reducción en la eficiencia de conversión global del sistema. El costo por pérdida de energía en cada celda FV se estima con el par de ecuaciones (17 – 18):

$$Cel\acute{u}la_{(panel)} = \frac{(Icc_{(panel)} - Ao_{(panel)} * (Fe_{(panel)} - 1))}{* Np_{(panel)}} \quad \forall \in panel \quad (17)$$

$$C_{celda} = \sum_{panel} Cel\acute{u}la_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (18)$$

El factor de $Celda_{(panel)}$ es el que corresponde a la cantidad de energía que se ahorra al utilizar celdas fotovoltaicas en un porcentaje considerable, en lugar de utilizar el 100 % por energía eléctrica convencional, ya que las pérdidas aumentan en un 75.3 % al ser por carbón, este concepto se deriva de la resta de la corriente a corto circuito Icc , y la intensidad de cada panel Ao , las cuales se obtienen de las fichas técnicas de los paneles FV (Guillermo et al. 2007). Por otro lado, uno de los factores que resalta en esta ecuación es el de factor de intensidad – voltaje Fe , ya que relaciona puntos críticos de la red eléctrica para poder suministrar una potencia activa como energía principal de cualquier consumidor y esto depende del tipo de panel, por lo que se tiene un valor distinto para cada caso (FMAM et al. 2016). El costo por celda FV está representada por C_{celda} e indica la sumatoria de todos los ahorros económicos por celda en relación al número de paneles FV.

- **Costos de las variables climáticas – ambientales por zona**

Existen variables que afectan de forma parcial o total en la eficiencia de los paneles FV, como se menciona en el Capítulo 2, por eso es relevante hacer un análisis específico a cada una de estas variables. Por esta razón, se proponen ecuaciones para valorar el ahorro económico C_{zona} , que se tiene por tener una temperatura $C_{zonatem}$, y nubosidad $C_{zonanub}$, específica de una zona de estudio, y ver de qué manera afecta a las pérdidas de energía global de la red eléctrica. Estas dos variables también son adiciones que se tiene en el modelo, con lo que se pretende obtener de forma más específica las pérdidas de energía que se tienen en todo el sistema eléctrico. La ecuación global (19) de esta variable se muestra a continuación:

$$C_{zona} = C_{zonatem} + C_{zonanub} \quad (19)$$

Donde $C_{zonatem}$ y $C_{zonanub}$ se calculan de la siguiente manera:

- Costo del ahorro de energía por temperatura se representa en las ecuaciones (20 – 21):

$$CTe_{(panel)} = (IPH_{(panel)} - ICC_{(panel)})^{K1_{(panel)}} * Np_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (20)$$

$$C_{zonatem} = \sum_{panel} CTe_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (21)$$

Donde el factor del costo de la temperatura $CTe_{(panel)}$ indica el ahorro de energía por el coeficiente de resistencia de calor para cada panel FV y la alteración que se genera en la eficiencia de conversión directa, la cual depende de la corriente foto-generada de la celda IPH en un lapso menor a 1 hora, la corriente de corto circuito ICC dado para cada sistema por el tipo de material (silicio es el material más común con un rango de 3 – 10 Am, la diferencia entre estos elementos está dado por un exponente $K1$ que relaciona el factor de corto circuito de forma exponencial para una conexión de panel con el bus principal (2 – 3). Esto indica la relación que existe entre la eficiencia de un panel FV y las propiedades de amortiguamiento a la modificación de la temperatura en el ambiente, depende su magnitud del dimensionado del sistema, entre mayor cantidad de paneles se forma una zona de alta temperatura. De forma general $C_{zonatem}$ muestra la sumatoria de los valores de cada panel para el costo por temperatura y así elegir la mejor tecnología (Wang et al., 2016).

- Costo del ahorro de energía por nubosidad se representa por las ecuaciones (22 – 23):

$$C_{Nu_{(panel)}} = \left(\frac{(2 * Lm * ICC_{(panel)})}{Conduc_{(panel)} * Vmpp_{(panel)} * \sigma} \right)^n * Np_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (22)$$

$$C_{zonanub} = \sum_{panel} C_{Nu_{(panel)}} \quad \forall \in panel \quad (23)$$

Por otro lado, el factor de nubosidad $C_{Nu_{(panel)}}$ indica la resistencia que tiene un módulo FV para soportar de forma parcial o total que una celda este expuesta a una sombra periódica o en cierto lapso de tiempo, se relaciona con la longitud máxima de conexión Lm entre el panel y la red eléctrica origen, el valor de ICC en función de cada panel, el valor de la conductividad $Conduc$ que se genera por la línea de buses i en función de j por celda, la cual se relaciona por el valor de tensión de condiciones óptimas para la temperatura o amortiguamiento de voltaje en relación de calor captado $Vmpp$ (depende del material de fabricación del panel FV) y con el valor de la máxima conductividad entre buses $i - j \sigma$ dada por el ángulo de suministro de energía en la red eléctrica; este elemento depende de las líneas de distribución primarias y secundaria que se tengan en la red (línea primaria = 1, líneas secundarias = 0.250 y líneas terciarias 0.050) en función de n siendo las tecnologías renovables que se están involucrando en el problema de GDRM (Reti et al., 2016)

4.6.6 Costos de mantenimiento por celda FV

El mantenimiento de una celda FV lleva un periodo promedio de cada 2 años (varía según el material de fabricación y el diseño) y este se encarga de detener y aumentar de forma parcial la eficiencia del sistema, generando picos de altibajos en la conversión de energía, dicha limpieza tiene un costo promedio de 200 USD y se realiza con una solución alcalina en forma de spray y un paño húmedo de algodón, este factor se toma como un valor de gasto inicial al comprar el panel FV y durante su periodo de vida de 25 años, ya que la eficiencia se reduce hasta el 75 – 80 %

depende de las condiciones a las que se encuentre y su funcionalidad que se expresa por las siguientes ecuaciones (24 – 25) (Kwon et al. 2008):

$$Manteni_{(panel)} = C_{mant_{(panel)}} * Np_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (24)$$

$$C_{man} = \sum_{panel} Manteni_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (25)$$

Donde el mantenimiento por panel FV $Manteni_{(panel)}$ se representa por el valor que cada panel tiene en relación a su proveedor, el tipo de material de diseño, la cristalinidad – pureza del material y las propiedades de resistencia a las condiciones de suciedad; por ejemplo, el polvo y las grasas. El valor del C_{mant} toma en cuenta el tiempo de vida útil del sistema y el decaimiento de la eficiencia de conversión de energía eléctrica, depende directamente del dimensionado Np , ya que es la cantidad de paneles a las que se hará el servicio de limpieza y estabilidad de conversión (González et al. 2014).

4.6.7 Costo de inversión por celda FV

El valor de los costos de inversión es de los gastos más significativos en estos sistemas, ya que los precios son altos por la poca demanda que tienen los sistemas FV en la actualidad, con el paso de los años se espera que se reduzca en un 50 – 75 % y se mejoren las eficiencias de cada material (Bravo et al. 2014). Dicho costo solo se hace al inicio del proceso como compra de la celda y se expresa de la siguiente manera por las ecuaciones (26 – 27):

$$Inversion_{(panel)} = C_{inver_{(panel)}} * Np_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (26)$$

$$C_{inv} = \sum_{panel} Inversion_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (27)$$

El costo de inversión de cada celda FV $Inversion_{(panel)}$ está relacionada con el valor de compra inicial que tiene cada tecnología de forma específica, ya que en relación

a las propiedades eléctricas y térmicas de cada sistema se le dará un valor por el proveedor, dicho valor C_{inver} va de la mano por el tipo de material de fabricación con el que están elaborados los paneles, de igual forma el precio inicial aumenta con el número de equipos N_p que se utilicen para poder cubrir la demanda de energía eléctrica para una zona determinada “ Rom ”. El costo de inversión para todos los paneles FV se refleja en el término C_{inv} , ya que de aquí se seleccionará la mejor opción mediante la variable binaria Y .

Los costos de mantenimiento e inversión para el sistema de GDRM con energía fotovoltaica son importantes al calcular el tiempo de recuperación simple, ya que se obtendrá el número de años en el cual se recupera la inversión por utilizar un rango de penetración de energía renovable a la red eléctrica de cierta zona “ R ”. Se analiza cual es la tecnología con mayor costo, el número de equipos que se requieren para cubrir la demanda global y el costo total que se requiere sobreponer (He et al. 2015).

- Precio a valor presente (PVE) dado por la ecuación (30):

$$PVE = \left(\frac{1 - (1 - R)^t}{R} \right) \quad (28)$$

El valor presente del precio PVE de cualquier objeto indica la relación que existe si se tomarán en cuenta ya el periodo de vida útil o global de este mismo, para este caso se relaciona con el funcionamiento de un sistema FV, este elemento se define por los conceptos de tasa de descuento para el valor neto del objeto R , este indicador se encuentra en función de cada producto, normalmente se utiliza el valor de 0.05 para evitar problema de intereses o situaciones de inflación, de igual forma va a una potencia t siendo igual a los años a la que se desea estimar este valor (Salazar et al. 2016).

- Dimensionado y potencia real de la red eléctrica

Las siguientes ecuaciones expresan el costo de kW tomando en cuenta el límite de penetración de la red eléctrica del 0.30, en función de las líneas principales y secundarias que estén conectadas al suministro que dependen de la estación del año y la cantidad de buses donde se realiza la combinación de las diferentes fuentes de energía eléctrica. Esta distribución depende de la potencia activa real de los paneles, la cual se expresa por las siguientes ecuaciones (29 – 34):

$$Gijm_{(panel)} = V_{(panel)} * I_{(panel)} * FF_{(panel)} \quad \forall \in panel \quad (29)$$

$$FF_{(panel)} = \left(\frac{Vmpp_{(panel)} * Impp_{(panel)}}{Voc_{(panel)} * Isc_{(panel)}} \right) \quad \forall \in panel \quad (30)$$

$$T_{cy} = T_A + s_{ay} * \left(\frac{N_{OT} - 20}{0.8} \right) \quad (31)$$

$$I_y = s_{ay} (I_{cs} + K_i * (T_c - 25)) \quad (32)$$

$$V_y = V_{oc} - K_v * T_{cy} \quad (33)$$

$$P_{sy} = N * FF * V_y * I_y \quad (34)$$

El factor de potencia $Gijm_{(panel)}$ es la relación que existe entre el voltaje V , la corriente I y el factor de llenado FF para cada una de las celdas FV, estas son propiedades eléctricas correspondiente a cada panel dadas en la ficha técnicas para cada tecnología; el FF depende también de propiedades térmicas como el $Vmpp$ (voltaje de máxima potencia) y la tensión a condiciones óptimas para la corriente de la celda en función de la temperatura, $Impp$, y de las condiciones eléctricas del voltaje a circuito abierto, Voc , y de la corriente a corto circuito, Isc . Hay que mencionar que los proveedores de las tecnologías brindan estos valores por celda y material. Para la corriente del circuito I_y se relaciona con la radiación solar en un conjunto de datos para la corriente a corto circuito, por la corriente máxima K_i dado de la resta de la temperatura global menos la ambiental. Mientras que para el voltaje real de la red eléctrica y el voltaje máximo K_v por la temperatura global, este producto menos el voltaje a circuito abierto. Por último, la potencial real del panel

depende del factor de llenado, voltaje – corriente real y el número de días que se toman en cuenta (90 días) (Atwa et al. 2014).

Para el dimensionado del sistema, el cual depende de ciertos valores como los costos globales del sistema, el requerimiento de paneles para cubrir la demanda eléctrica, la potencia que tendrá la red de energía convencional – renovable que se propone; se puede manejar de dos formas el número de paneles Np así ver la influencia que tiene el dimensionado con la selección de la mejor tecnología. De igual forma el $Lipe$ en la distribución se puede modificar para hacer un análisis de sensibilidad con el Np que se tiene y así ver que variable es la que altera la función objetivo de Costo Beneficio, a continuación, se expresa las ecuaciones (35 – 36) para obtener el número de paneles FV:

$$Np_{(panel)} = \left(\frac{FactorP_{(panel)}}{\frac{HrsSol}{CoefZona}} \right) \quad \forall \in panel \quad (35)$$

$$FactorP_{(panel)} = \left(\left(\frac{Pactiva}{Pot_{(panel)}} \right) + \left(\frac{Pactiva}{Pot_{(panel)}} \right) * Ef_{(panel)} \right) \quad \forall \in panel \quad (36)$$

El dimensionado, $Np_{(panel)}$, está en función de variables de zona o relieve como las horas solares efectivas, $HrsSol$, y el coeficiente de radiación solar disponible, $Coefzona$; de igual forma el factor de potencia de panel, $FactorP_{(panel)}$, depende de la potencia activa, $Pactiva$, que normalmente se encuentra de manera específica en un problema de GD en un rango de 180 – 320 W por cada módulo FV; $Pot_{(panel)}$ indica la potencia real que se suministra que se enfoca en la energía ponderada de cada circuito eléctrico en la relación voltaje – corriente, este se define de manera específica por la eficiencia del panel FV, $Ef_{(panel)}$, el cual se ubica por el material que están fabricados los paneles. Esta ecuación es utilizada para determinar de forma directa la cantidad de paneles que se requieren para cubrir con una demanda específica de energía eléctrica (Guerra, 2011).

Una de las ecuaciones más utilizadas para poder seleccionar el mejor panel fotovoltaico en función de las propiedades eléctricas y térmicas que presenta cada sistema.

- Factor de capacidad o planta se señala en la ecuación (37):

$$FC_{(panel)} = \left(\frac{Gijm_{(panel)}}{Pot_{(panel)}} \right) \quad \forall \in panel \quad (37)$$

El factor de capacidad o planta $FC_{(panel)}$ indica la relación que existe entre la potencia activa del panel $Gijm$ y la potencia real que se suministra $Pot_{(panel)}$ en función de la eficiencia de cada uno de los paneles FV, ya que esta va disminuyendo conforme valla pasando el tiempo y el mantenimiento que se tiene para cada sistema, este se utiliza en algunos artículos para seleccionar la mejor tecnología de las celdas solares, ya que relaciona las propiedades eléctricas y térmicas de los módulos, son aplicables en procesos donde la demanda energética se encuentra entre 1 kW – 10 MW, debido a que las variables climáticas no afectan en su totalidad a este tipo de sistema.

- Demanda Convencional, Renovable y Global

La demanda convencional, $DemandaCo$ es aquella que se genera por medio de fuentes no renovables como el carbón, este límite es la diferencia entre la demanda renovable, $DemandaRe$, y la demanda global, $DemandaGlobal$, depende directamente del rango de límite de penetración para una red eléctrica de combinación por 2 o más fuentes de energía. La demanda renovable es la que cubre el menor porcentaje de penetración encontrándose entre un rango de 25 – 35 % de forma libre para poder aumentar la estabilidad de la potencia de las líneas de distribución, mientras que la global es la sumatoria de estas dos cubriendo el 100 % de la demanda real necesaria de una zona, lo cual se representa en las siguientes ecuaciones (38 – 41):

$$DemandaRe = \sum_{PW} \sum_{panel} DemandaNP_{(panel,PW)} * YDEMNP_{(panel,PW)} \quad (38)$$

$$DemandaCo = DemandaGlobal - DemandaRe \quad (39)$$

$$Np_{(panel)} = \sum_{PW} Np_{(panel,PW)} * YDEMNP_{(panel,PW)} \quad \forall \in panel \quad (40)$$

$$Y_{(panel)} = \sum_{PW} YDEMNP_{(panel,PW)} \quad \forall \in panel \quad (41)$$

Donde el subíndice PW describe al elemento que pertenece al conjunto de número de paneles, NPW , existentes en el rango de penetración, por ejemplo, si para un tipo de panel se requiere una cantidad de 300 para cubrir un 25% de penetración y 500 paneles para un 35 % de penetración, entonces el conjunto esta definido como $NPW = \{300, 301, 302, \dots, 500\}$. $YDEMNP_{(panel,PW)}$ es una variable binaria, cuyo valor permite determinar el tipo y número de paneles que satisface una demanda eléctrica. La ecuación (43) permite hacer la selección y cantidad del panel solar mediante la variable binaria $Y_{(panel)}$. Las ecuaciones (40) y (42) describen una combinación lineal definida por valores discretos, siendo $DemandaNP_{(panel,PW)}$ la demanda eléctrica cubierta por el número determinado de paneles, $Np_{(panel,PW)}$. Por tanto, con las ecuaciones (40), (41), (42) y (43) se determina el número de paneles, la energía eléctrica que se proveerá por energía fotovoltaica y la cantidad de energía que será obtenida por fuentes convencionales.

Capítulo 5. Análisis de resultados

En este capítulo se analizarán los resultados que se obtuvieron del estudio de caso, para la implementación de una Generación Distribuida Renovable Mixta con energía fotovoltaica para el Parque Industrial A (PIA), en relación a las variables de mayor impacto para la función objetivo y la selección de la mejor tecnología FV que sugiere el modelo MILP aplicado a este problema.

5.1 Resultados generales del modelo matemático

El modelo matemático planteado para una GDRM con energía FV para el PIA, basado en una programación MILP, fue resuelto en el software GAMS con el método CPLEX para obtener una solución óptima. La función objetivo lleva el nombre de Costo-Beneficio, el cual fue maximizado para elegir la mejor tecnología FV de las 26 disponibles, dicho problema cuenta con 9,126 ecuaciones, las cuales se dividen en tres categorías: la potencia activa del panel FV, el dimensionado de la red eléctrica y factor de pérdida por variables ambientales. En la Tabla 8 se muestran, algunas características del reporte obtenido en GAMS, el tiempo de solución, el tipo de resultado o estatus del modelo, el valor del gap que se manejó para brindar la mejor tecnología y la tecnología seleccionada como la que brinda el mejor costo-beneficio.

Tabla 8. Resultados generales para una GDRM obtenidos por el software GAMS.

Resultado obtenido	Valor
Nombre del modelo matemático	GDRM FV
Función Objetivo	Costo Beneficio
Dirección del problema propuesto	Maximizar
Solucionador	CPLEX
Tipo de programación aplicada	MIP o MILP
Estatus del modelo	1 Óptimo
Tiempo de ejecución de los resultados	1.62 s
Valor del gap	0.00 %
Cantidad de variables discretas	3, 822

El valor del gap o de vacío indica el porcentaje de error que se tiene para encontrar una solución en el problema dado, el software de forma predeterminada tiene un gap del 10 %, en este caso se dejó de forma estricta un valor de cero, para tener una única respuesta con un factor de precisión alto, esto para evitar posibles sesgos en la función objetivo y así asegurar un óptimo global.

5.1.1 Valor de la Función Objetivo

El valor de la función objetivo del costo beneficio para este caso de estudio es de **16.24 millones de dólares** correspondiente al panel FV monocristal “M3”, el cual fue seleccionado como la mejor alternativa dentro de las 26 posibilidades. En la Tabla 9 se muestran los resultados del costo beneficio para cada uno de los paneles analizados y la comparación entre los precios, cabe resaltar que la segunda y tercera mejor costo beneficio son el M1 y P20 respectivamente, siendo una opción viable para llevar a cabo la instalación de la GDRM con energía FV para el PIA. Las celdas que menor ahorro producen en el periodo de 25 años de vida útil del sistema son el P14 y P21 respectivamente, esto depende directamente de las propiedades eléctricas – térmicas de cada celda, ya que pueden ser más sensibles a las altas temperaturas y se encuentran fuera de rango de estabilidad o la nubosidad influye fuertemente en la obtención de energía eléctrica y no se tiene un gran ahorro económico. Estos efectos ocurren con mayor frecuencias en los paneles de silicio policristalinos, ya que su estabilidad bajo estas condiciones climáticas – ambientales es limitada, por lo que se redujo el índice total de conversión del panel, lo que hace que se genere una menor cantidad de energía, se ocupen más celdas solares y sea mayor el gasto que el ahorro en comparación al panel monocristal M3.

Tabla 9. Valor del costo-beneficio para cada una de las celdas FV para satisfacer un 30% de penetración.

Panel FV	Costo Beneficio (USD)	Panel FV	Costo Beneficio (USD)
M1	14,406,712.45	P14	316,004.87
M2	557,482.19	P15	653,941.02
M3	16,245,092.34	P16	365,331.74
M4	325,206.47	P17	733,304.09
M5	327,591.89	P18	391,997.11
M6	2,425,173.22	P19	10,472,125.26
M7	932,157.91	P20	11,589,101.23
M8	4,997,127.31	P21	241,981.07

M9	555,201.09	P22	733,299.04
M10	937,561.55	P23	11,236,659.97
M11	10,038,970.25	P24	1,982,507.33
M12	837,126.01	P25	404,289.21
M13	1,589,127.87	P26	107,199.58

En la Figura 9 se observa de manera puntual los valores del costo beneficio correspondiente a cada una de las celdas FV para un 25 a 35% de penetración, esto ayuda a determinar de una mejor forma la diferencia de ahorro que existe entre las tecnologías establecidas, de aquí la posibilidad de elegir alguna otra si es que la seleccionada está por alguna razón fuera del alcance, estos valores pueden modificarse si se alteran las condiciones de la zona o si se aplica en otro lugar, ya que dependen directamente de las variables climáticas; de igual manera indica cuáles son los paneles que sufren cambios notorios en su eficiencia de conversión eléctrica. En esta gráfica las barras con diferentes colores representan los sistemas con mejor tiempo de recuperación simple y las opciones que se pueden tener si cambiará el objetivo del problema; es decir si en lugar de buscar maximizar el costo beneficio, se desea ver que panel FV genera menor cantidad de emisiones de CO₂ o cuál es el que tiene una potencia con un rango de estabilidad mayor y así evitar fluctuaciones en la red eléctrica de suministro.

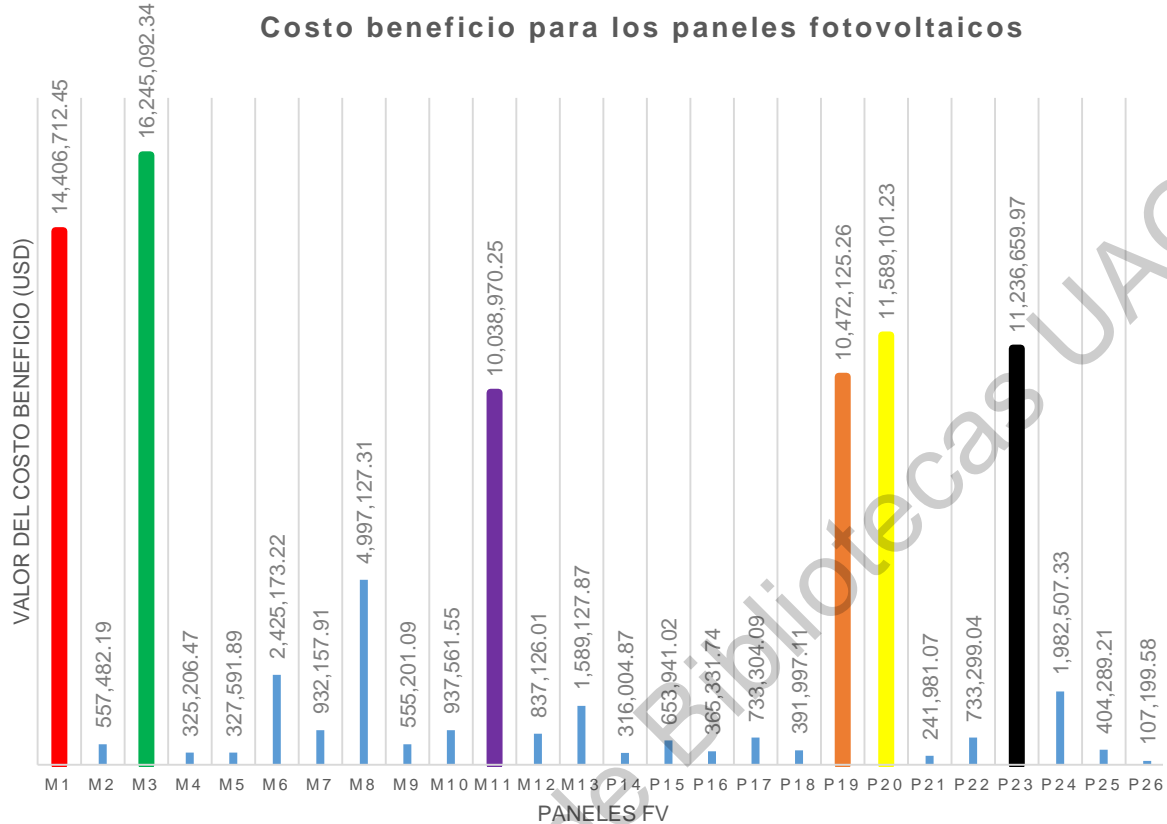


Figura 9. Costo Beneficio de los paneles FV

La red de energía eléctrica mixta del PIA, aplicando la celda solar seleccionada M3, genera una tasa de recuperación simple de 10 años con 5 meses; es decir, que en este tiempo se recuperará los que se invirtió en un 100 %, a partir de este tiempo se indica que el ahorro de energía y de valor monetario que se tenga en el sistema será una ganancia directa para el Parque Industrial, lo cual puede ser usado como inversión para ir cubriendo las empresas secundarias con una GDRM a menor capacidad. Por tanto, el ahorro anual de la generación distribuida implementada durante la vida útil del sistema eléctrico FV será de 1, 096, 904.70 USD, siendo un ahorro significativo para el sector industrial. El panel M3 que fue seleccionado tiene una baja sensibilidad a la nubosidad y a las altas temperaturas de posición (12 – 21 % respectivamente), su eficiencia de conversión es de 19.9 % (siendo la más alta del compendio de paneles FV), de igual forma tiene el costo de inversión inicial más alto de la muestra con un valor de:

- Costo de inversión 771.88 USD
- Costo de mantenimiento 225.46 USD

En la Tabla 10 se observan las propiedades de la celda M3 en función de los parámetros de mayor importancia, cabe mencionar que se tiene una potencia de salida activa de 39.6532 W (ocupa el cuarto lugar de mayor potencia de la muestra de paneles), un dimensionado general de 432 unidades para poder cubrir la demanda de energía eléctrica por el sector industrial propuesto, el factor de intensidad de voltaje – corriente es de 0.871 V, es decir su índice de conversión de energía es alto por sus condiciones eléctricas, este se apoya por la conductividad que se va formando por el flujo de energía de 0.0003 S/m generando una región estable del efecto fotoeléctrico, la temperatura de panel es de 318.22 K o 45.07 °C, lo cual no genera algún disturbio potencial en las celdas y no es causante de una baja en la eficiencia del dispositivo, la corriente foto-generada de forma global obtiene un valor de 394.22 A, siendo de buena amplitud para el manejo de zonas industriales, debido a que los voltajes se cambian por la necesidad de los equipos que existen en cada empresa y por último el factor de llenado es la relación que existe entre la corriente a corto circuito y voltaje a circuito abierto, dicho valor corresponde a 0.824 el cual es bueno para la transformación – distribución de energía para una red donde se combinan con rangos de estabilidad eléctrica de 25 – 35% para la energía renovable y 75 – 65 % para la convencional.

Tabla 10. Características del panel FV M3

Propiedad	Valor
Potencia de salida (W)	39.6532
Eficiencia global (%)	19.9
Factor de capacidad	0.159
Corriente foto-generada (A)	394.22
Factor de intensidad – voltaje (V)	0.871
Temperatura del panel (K)	318.22
Factor de llenado	0.824

5.1.2 Ahorro de energía eléctrica

El impacto que tiene cada una de las variables de decisión depende de las condiciones eléctricas – térmicas de cada panel FV. Para ello, en la Tabla 11 se observan los resultados desglosados para cada una de las variables del panel seleccionado M3, en donde resalta el mayor impacto del factor de la nubosidad con un valor de 1.196×10^7 y la temperatura de sitio con un valor de 2.301×10^6 , siendo las que reducen el tiempo de recuperación de la inversión del sistema eléctrico. Sin embargo, la variable que menos peso tiene sobre la función objetivo es el costo de remediación, por lo que se denota que no tiene una aportación económica de alto impacto siendo un valor de 3,004.58 USD, el impacto que pueden generar es apoyar a las iniciativas que se tienen sobre la disminución de emisiones de GEI y se puede ver como un aporte social. Los factores eléctricos de la conexión de los paneles FV a la red eléctrica tiene una influencia media, ya que se generan costos no superiores a los establecidos por una combinación de dos o más energías renovables, pero superan las restricciones marcadas como el costo total de ahorro que genera un impacto social, económico y técnico en un Parque Industrial.

Tabla 11. Desglose de las variables de decisión de la función objetivo

Variable de decisión	Valor (USD)
Costo de inversión de los paneles FV	3.928×10^5
Costo de mantenimiento de los paneles FV	1.147×10^5
Costo de producción de energía por panel	1.989×10^3
Costo de remediación ambiental para el CO ₂	2.753×10^3
Costo por conexión en paralelo a la red eléctrica	2.409×10^4
Costo por pérdida de energía por distribución en la celda	7.231×10^4
Costo por distribución de la combinación de energías	1.647×10^3

Costo generado por el factor de temperatura en el panel FV	1.932×10^5
Costo generado por el factor de nubosidad en el panel FV	1.004×10^6
Costo beneficio de la red eléctrica	1.624×10^7

En la Figura 10 se observa de forma gráfica el resultado de las variables de decisión dadas por estación del año, tomando en cuenta la vida útil del sistema de 25 años. El factor de mayor impacto en la red eléctrica de GDRM es la nubosidad, ya que se relaciona con factores de eficiencia de conversión de forma directa en sistemas como: la temperatura, la potencia suministrada y el factor de estabilidad de la celda. De igual manera, la temperatura de sitio tiene un impacto considerable en la producción de la potencia real efectiva del sistema de la GDRM y el de menor impacto es la remediación inclinada al CO₂, ya que tiene un valor promedio de 320 USD. Sin embargo, al tener una importancia social – ambiental en cooperación con los bonos de carbono, es de suma importancia tomarse en cuenta. En la estación de primavera es cuando ocurre un mayor costo beneficio por la cantidad de radiación disponible para ser transformada a eléctrica, el índice de nubosidad es bajo y se puede dar un aprovechamiento del 100 %. Por otro lado, en invierno se tiene un bajo aprovechamiento de la radiación solar por la cantidad de horas efectivas de radiación promedio de 4.23 (reduce la eficiencia global), el factor de nubosidad aumenta a un 43.31 % y la temperatura disminuye de 12 – 18 °C creando un área de inestabilidad para el efecto fotoeléctrico en el material del silicio. Las mejores condiciones para el aprovechamiento de la energía FV son en primavera – verano con una inclinación neta de 38.7 ° el panel FV sin rotación o seguimiento

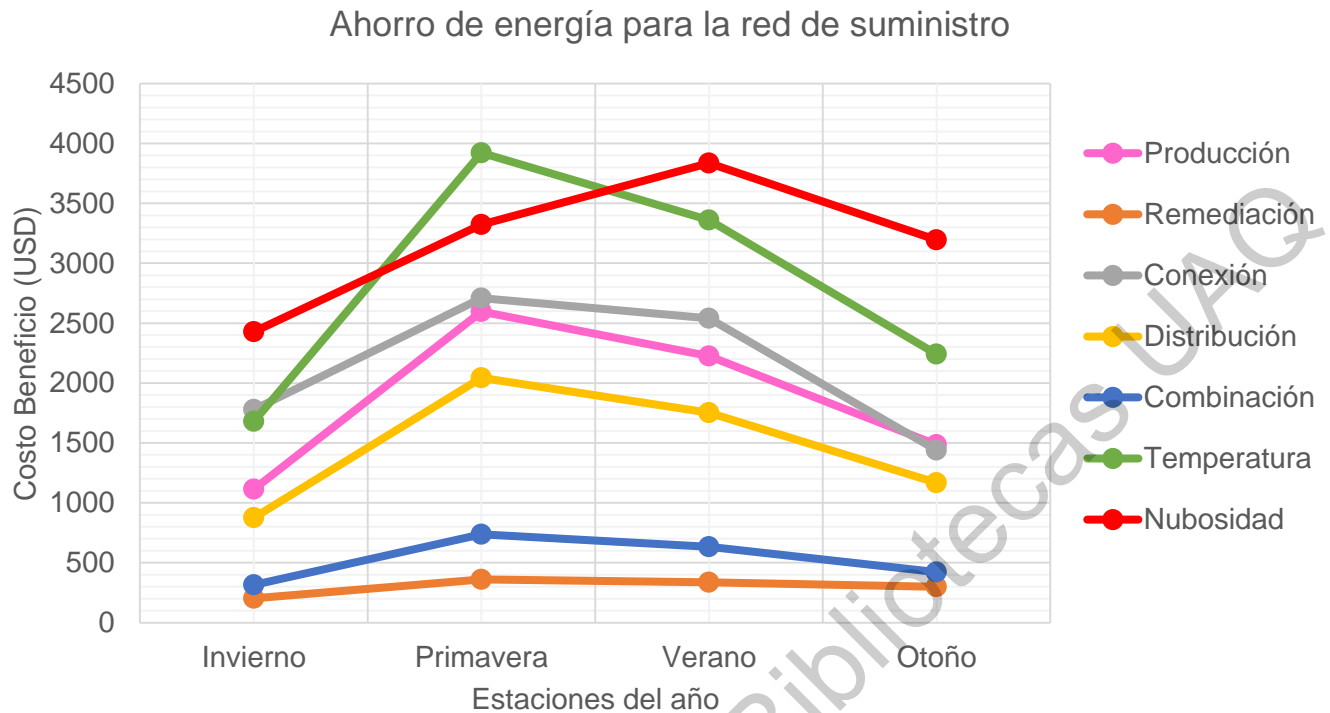


Figura 10. Ahorro de energía por estación del año para el panel M3

De forma porcentual las variables de decisión afectan de la siguiente forma para la selección de la mejor tecnología que dé el costo beneficio más alto (función objetivo): la nubosidad 28.6 %, la temperatura 21.89 %, el tipo de conexión 16.31 %, la producción con energía renovable 12.82 %, la distribución en la red 11.35 %, la combinación de las energías de generación 6.86 % y la remediación o factor ambiental en un 2.17 %, lo que indica que no por tener una potencia activa o una eficiencia muy alta será el mejor panel FV, se tienen que tomar en cuenta otros factores que tiene un impacto en la producción de la energía eléctrica como los aspectos climáticos, ya que modifican de forma parcial o total la producción.

5.1.3 Emisiones de GEI (CO₂)

Uno de los factores de importancia en esta propuesta es el impacto ambiental positivo que se tiene sobre las emisiones de GEI enfocada al CO₂, por lo que en las Figuras 11 y 12 se muestran la cantidad de emisiones que no se generaron por el uso de la energía FV en combinación con la convencional, en la primer figura se

analiza las emisiones para el CO₂ en los paneles monocristalinos resaltando que existe un ahorro promedio de 11 toneladas por la vida útil de 25 años de los paneles FV, para el panel M3 (seleccionado) tiene un valor promedio de 8.14 toneladas, es decir, no es el que mayor cantidad de emisiones va a disminuir, ya que depende directamente del tipo de material, la producción de energía eléctrica que se tiene y los coeficientes de temperatura, pero es un buen parámetro para ver que mediante la combinación de fuentes de energía se puede crear un cambio en el aspecto ambiental, de manera económica en el ahorro de remediación o ajustes para entrar en protocolos de protección al medio ambiente.

De igual forma, la estación del año que mayor ahorro de emisiones de CO₂ es en verano, ya que es también cuando mayor producción se tiene, es decir tiene una dependencia directamente proporcional con la generación de energía eléctrica, esto ocurre para paneles monocristalinos y policristalinos de la misma manera. Por el criterio mencionado, la estación que menor ahorro de emisiones es invierno, aquí también se añade la cantidad de horas sol efectivas, ya que de 6.48 horas disminuye hasta 4.37 horas.

En la segunda figura se analizan las emisiones de CO₂ para los paneles FV del material policristalino, donde se tiene un promedio general de 12.75 toneladas de ahorro de las emisiones del contaminante, siendo mayor que para el otro tipo de cristalinidad esto por las propiedades térmicas de estabilidad que presentan los sistemas de energía FV, la estación del año que tiene la mayor cantidad de aportación a reducir el impacto ambiental es verano con un promedio de 12.87 toneladas y la que genera la menor aportación es invierno con un valor de 7.62 toneladas, si se tomara la lógica de seleccionar el panel que mayor cantidad de emisiones de CO₂ ahorra durante el periodo de vida útil de un sistema eléctrico o ese fuera el objetivo del proyecto se seleccionaría de forma creciente el P22, M10 y M7, ya que el M3 que se obtuvo como resultado es el panel duodécimo de los 26 que se presentan.

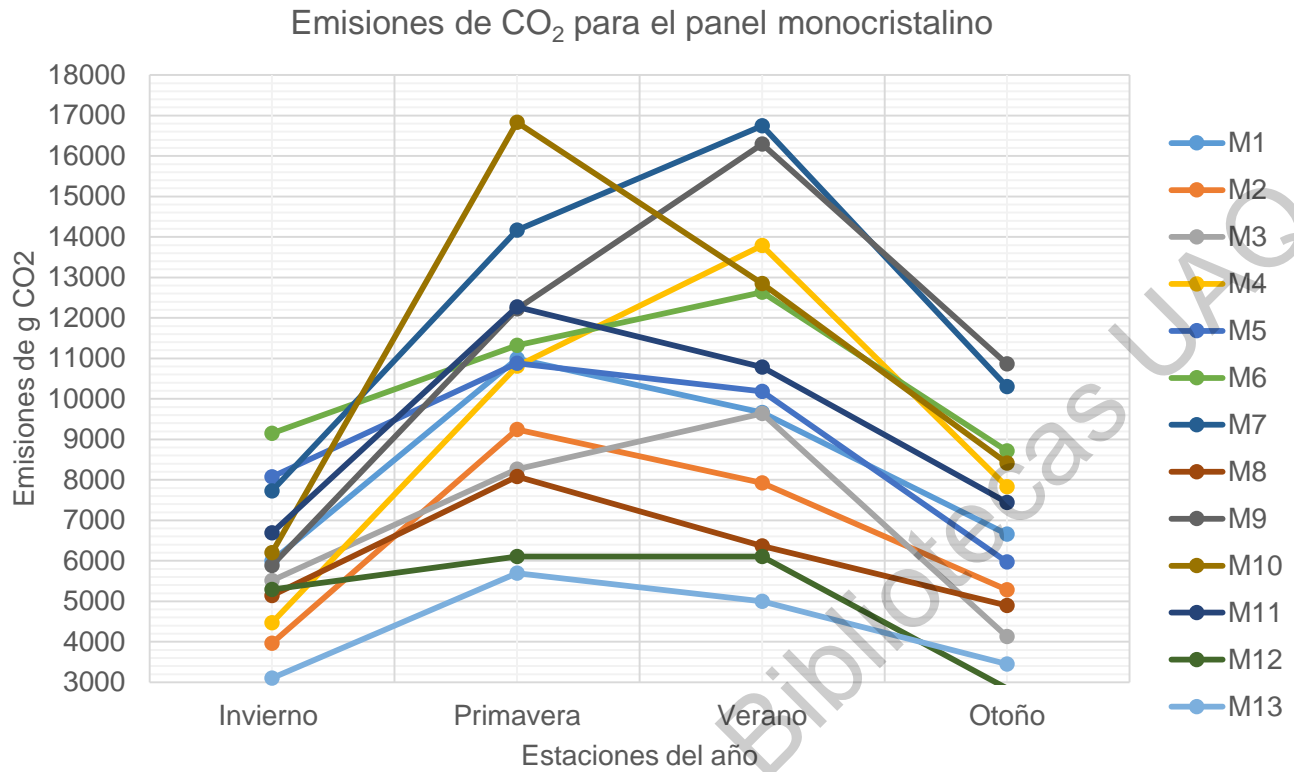


Figura 11. Emisiones de CO₂ para el panel FV monocristalino

A pesar de que los paneles policristalinos tienen un rango mayor en el ahorro de emisiones de CO₂, y debido al bajo costo que se tiene por la remediación para un gramo de este contaminante, es que se tiene un impacto reducido en el costo beneficio de forma global, este aumentaría si se hace una combinación de tecnologías de generación de energía eléctrica, ya que el límite de penetración aumentaría del 30 al 60 % esto depende de que generador se implementa.

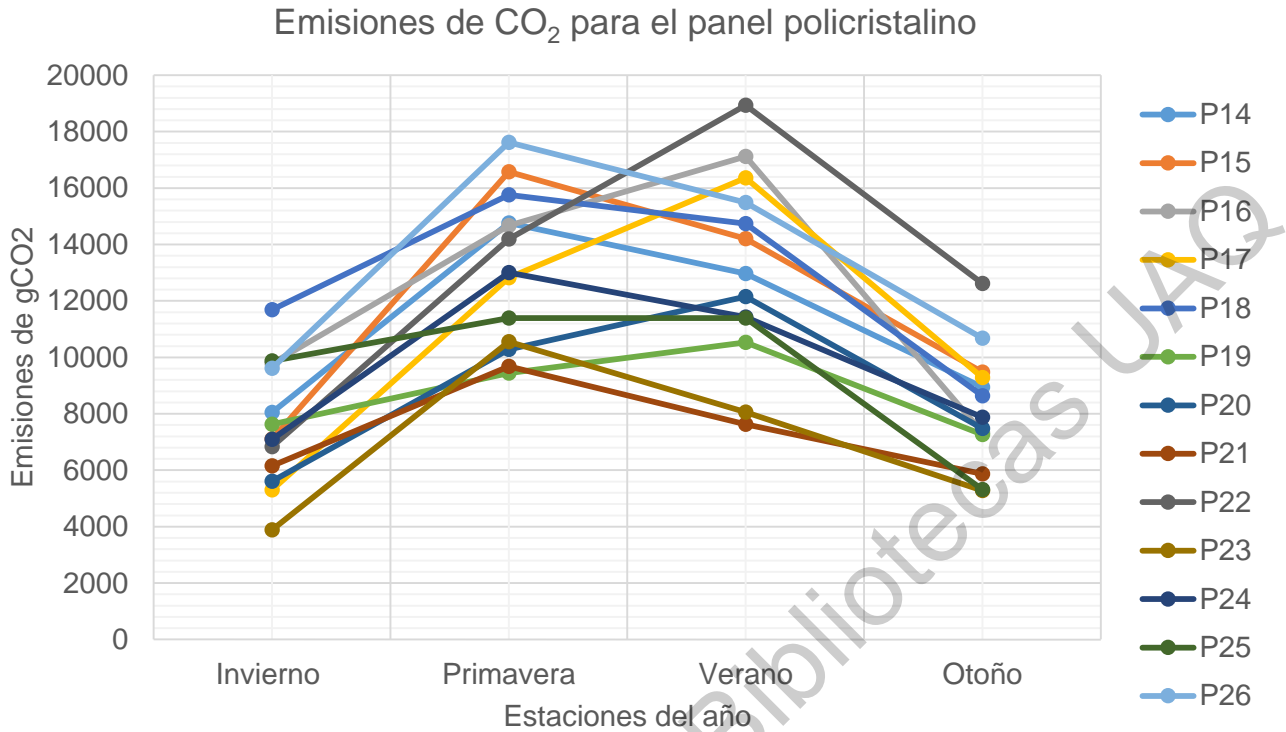


Figura 12. Emisiones de CO₂ para el panel FV policristalino

Los valores promedio para el ahorro de emisiones de CO₂ para el panel M3 como el sistema seleccionado para el caso de estudio que se planteó se describen en la Tabla 12 donde resalta que los valores son bajos a comparación de cualquier elemento de los paneles policristalinos, en este caso la estación del año con menor ahorro es otoño, invierno, primavera y verano esto va de acorde a la radiación producida por el panel y a que este sistema tiene un coeficiente de temperatura alto, dependiendo directamente de la nubosidad para la eficiencia global de la red.

Tabla 12. Valor de las emisiones de CO₂ para el panel M3

Estación del año	Emisiones gCO ₂
Invierno	5,500
Primavera	7,950
Verano	9,800
Otoño	4,000

5.1.4 Potencia de salida de los paneles FV

La potencia que tienen los paneles solares es de suma importancia para la generación de energía eléctrica, ya que de este factor dependen las demás características como las emisiones de GEI, la eficiencia real suministrada y el factor de potencia que tiene cada sistema.

En la Figura 13 se observa la comparación entre los cuatro paneles que resultaron como la mejor opción para el caso de estudio, analizando la gráfica el panel con mayor potencia es el P20, es decir el que produce mayor cantidad de energía eléctrica en un periodo de tiempo corto, pero es el que tiene un coeficiente de temperatura menor siendo más sensible a este factor al igual que para la nubosidad, para el panel P23 es el que menor potencia genera de forma activa, pero su estabilidad en la red cristalina ante las altas temperaturas que se manejan en la zona de estudio, las pérdidas de energía por conexión son las más altas de la muestra de los paneles FV, en el sistema M1 se cuenta con una potencia media, con un rango estable de temperatura y nula pérdida de energía en la distribución entre los buses convencionales y renovables que presenta la red eléctrica, pero el índice de nubosidad tiene un efecto del 35.4 % a la hora de la eficiencia de energía.

Por lo que, reduce su costo beneficio y para el panel M3 (seleccionado) tiene una potencia de salida baja – media con un ahorro de emisiones de GEI bajo a comparación de otros paneles, pero el coeficiente de temperatura es de gran impacto, de igual forma ocurre para el índice o factor de nubosidad, ya que este panel solo tiene un efecto parcial por la sombra, solo se reduce un 14.5 % máximo de la eficiencia a relación del promedio que está entre 50 – 75 %, es por eso que aumenta su costo beneficio, su nivel de conversión de energía solar a eléctrica no se ve afectada.

Lo que indica de forma general que aunque se tenga una potencia de salida efectiva alta para la red eléctrica, no es suficiente para seleccionar una tecnología como la

mejor, ya que depende directamente de otros factores como las condiciones climáticas de la zona de estudio, de los paneles que se tengan disponibles para poder realizar el estudio y del objetivo que se desea obtener, ya que si fuera el de mayor potencia el panel seleccionado sería el P20.

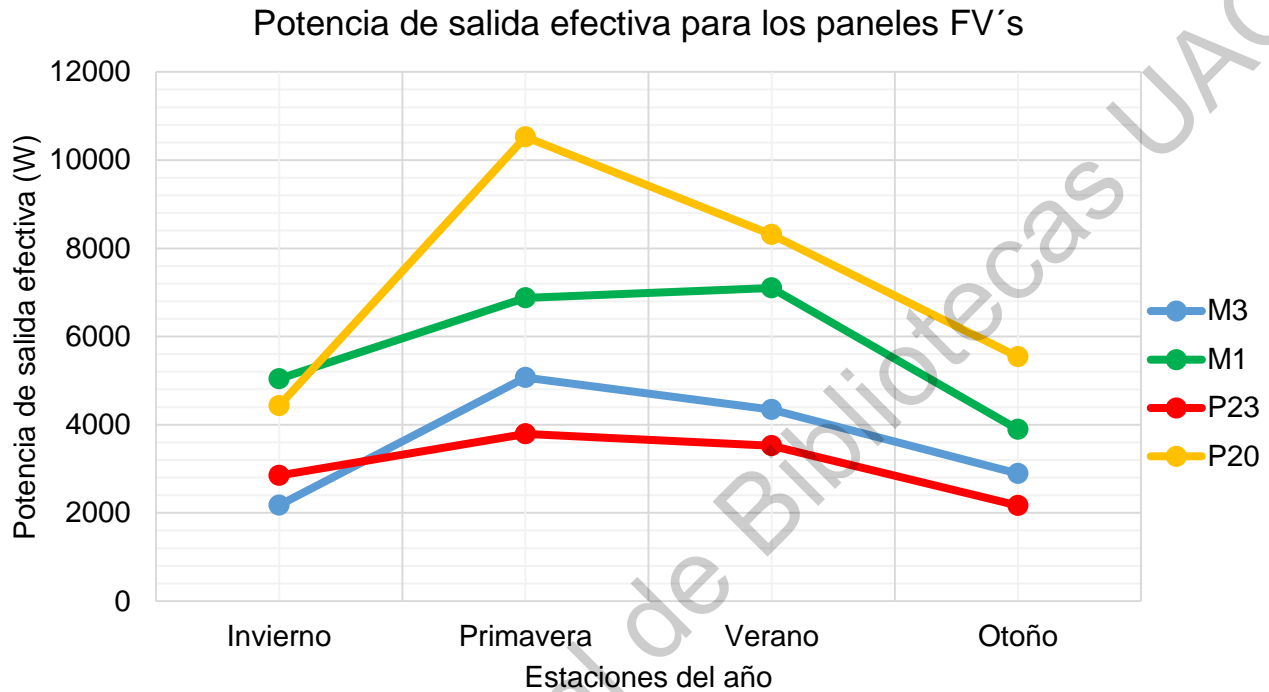


Figura 13. Potencia activa disponible de los paneles FV

El panel monocristalino tiene una mejor transformación de energía eléctrica a bajas condiciones de poca luz, bajas temperaturas con una red cristalina de mayor estabilidad a cambios bruscos en las variantes climáticas. La potencia activa disponible es un factor que depende de las propiedades eléctricas de las celdas, ya que cuando se tiene un factor de llenado inferior al 0.60 el grado de potencia disminuye y no genera un alto costo beneficio por la cantidad de energía producida, para este panel se tiene un valor de 0.824, el cual indica un alto grado de generación de potencial real al suministro y estabilidad en el voltaje – corriente, esto cuando se habla de circuitos conectados en paralelo o zonas de alto consumo eléctrico.

La potencia de salida efectiva promedio que genera el panel M3 es de 3,850 W, la cual significa que se tendrá una pérdida global de 1,150 W por las condiciones eléctricas marcadas como 5,000 W el punto máximo de la red en un minuto, generando pequeñas fluctuaciones en las horas pico de la red, pero sin alteraciones considerables para los consumidores primarios como las 10 industrias que se manejan para este caso de estudio del PIA.

5.2 Factor de capacidad o de planta

El factor de planta o capacidad es la relación que existe entre la potencia que brinda el panel y a real aplicando la eficiencia del sistema FV, éste se utiliza en algunos casos para seleccionar la mejor tecnología, ya que es un concepto que engloba las propiedades térmicas – eléctricas de las celdas solares, este comúnmente se utiliza para casos de estudio donde se tiene una demanda de energía eléctrica inferior a los 5 MW este es el caso para las casas habitacionales o escuelas que tiene un consumo diario inferior al mercado, ya que se considera una zona estándar, es decir a 25 °C con una presión estable de 1 atm y una velocidad del viento de 1.5 m/s; este factor sirve de acercamiento para brindar una buena opción, pero no se toman en cuenta algunos aspectos como las variables climáticas nubosidad – temperatura y características del sistema como el tipo de conexión y la máxima penetración a la red de servicio eléctrico.

Un claro ejemplo de ello es que en el artículo escrito por Atwa et al. (2013) con el nombre de: *“Combinación de recursos renovables para la minimización de la pérdida de energía en un sistema de distribución”* señalan que para elegir la mejor tecnología FV para una GDR es mediante este factor de capacidad, por lo que el valor más alto dentro del rango de potencia de estabilidad para las celdas FV de 0.0001 a 0.3200 se adquiere como la mejor opción. Para ello, en la Tabla 13 se observan los FC para cada una de las celdas FV que se tiene en la muestra de 26 para este estudio de caso en el PIA, en donde se analiza que el M3 tiene un valor de 0.159 siendo de los paneles más bajos, mientras que el sistema P26 es el que

tiene este índice con mayor valor de 0.304, pero genera un costo beneficio bajo a comparación del seleccionado, comprobando que no es la mejor forma de obtener de forma precisa la mejor tecnología. En el proceso de transformación de energía solar a eléctrica puede suceder que un panel FV tenga una eficiencia máxima, pero dado las condiciones de resistividad, potencia o térmicas entre cada sistema se vea reducido hasta un 60 % su efectividad, por lo que debe cumplir ciertos criterios de generación. Es aplicado en consumidores que aplican diferentes voltajes para su red de suministro como el PIA.

Tabla 13. Factor de capacidad para los paneles FV

Panel FV	FC	Panel FV	FC	Panel FV	CP
M1	0.192	M10	0.245	P19	0.207
M2	0.152	M11	0.205	P20	0.171
M3	0.159	M12	0.111	P21	0.161
M4	0.199	M13	0.089	P22	0.297
M5	0.198	P14	0.205	P23	0.148
M6	0.245	P15	0.199	P24	0.223
M7	0.243	P16	0.22	P25	0.215
M8	0.132	P17	0.248	P26	0.304
M9	0.251	P18	0.288		

En la Figura 14 se muestra de forma gráfica el valor de los factores de capacidad de cada uno de los paneles FV, donde sí se optara por escoger la tecnología que tenga el valor mayor de la relación de potencias se obtendría otra respuesta en el costo beneficio, ya que en primer lugar sería el panel P26 con 0.304, en segundo lugar el panel P22 con 0.297 y en tercer lugar la celda P18 con un valor de 0.288, cabe mencionar que el costo beneficio de estos sistemas es 1.13 veces menor que el seleccionado.

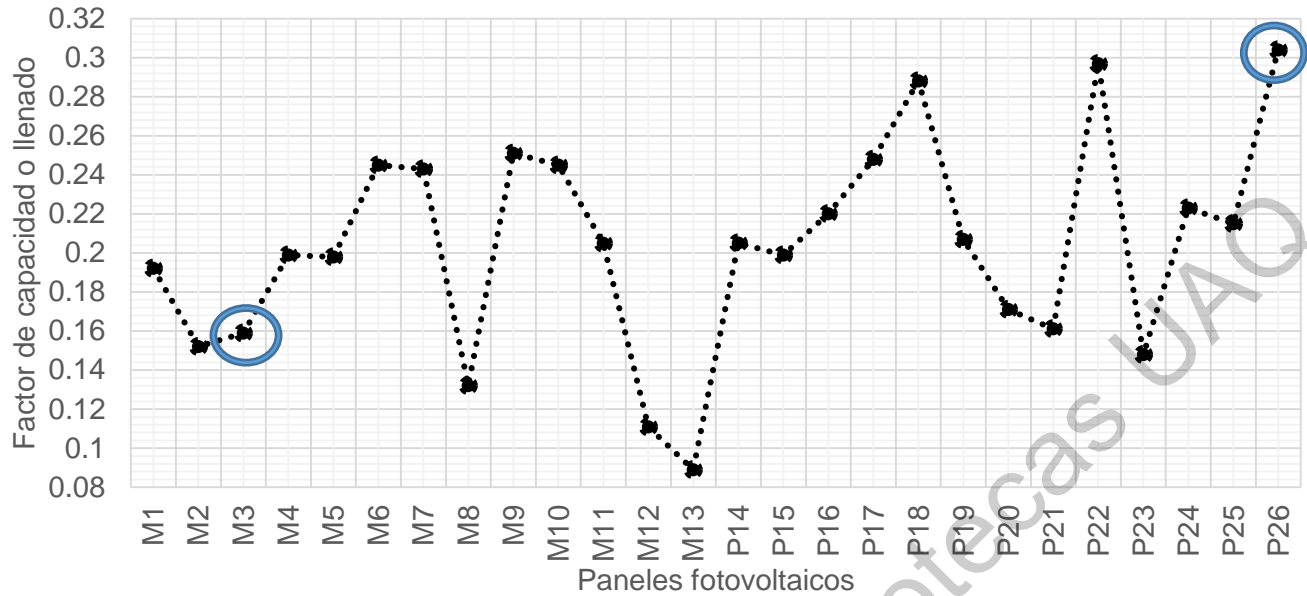


Figura 14. Factor de capacidad de los paneles FV

Como se observa en la gráfica no necesariamente el panel que tenga el valor más alto del factor de capacidad es el mejor, esto depende de lo que se busca en el problema, ya que si se desea tener la mayor potencia real o efectiva se utilizaría este tipo de criterio. En relación al caso que se plantea, por el mismo hecho de la nubosidad, la temperatura y la forma de conexión entre las celdas solares son las que mayor ahorro económico generan, es por eso que en proyecto de mayor demanda energética se debe analizar dichas propiedades.

5.3 Análisis de sensibilidad para el LP

El límite de penetración (LP) es la cantidad porcentual de energía que se puede suministrar – distribuir a la red eléctrica a las celdas FV, esto se utiliza como un sistema de emergencia para poder ser mezclado con la energía convencional en casos de GDRM, dicho valor afecta directamente a la función objetivo del costo beneficio, ya que relaciona las propiedades eléctricas de corriente para las celdas conectadas en paralelo, en la Tabla 14 se observan los valores del costo beneficio al modificar el LP de la red, donde se analiza que existen límites mínimos y máximos para la combinación de energías en la red eléctrica entre el rango de valores

aceptados de 25 – 35 %, se dice que el máximo valor permitido es de 0.30 esto para evitar sobrecalentamiento o sobre-descargas en los equipos de alto voltaje y crear un problema de potencia nula en la red de suministro, los cambios que se sufren el costo beneficio por este factor van en el orden de 1×10^4 USD, lo que indica que existe una importancia notoria en el ahorro de energía. En la actualidad se ha encontrado que una red eléctrica de una GDRM con un límite superior al 30 % reduce el tiempo de operatividad de los equipos, aumenta la periodicidad de mantenimiento en los mismos y va generando un daño eléctrico en los circuitos por el material de conducción que se tiene, debido a esto se creó una zona de estabilidad de cargas para cualquier suministro.

El 96.8 % de los proyectos de generación combinada en una red de energía se utiliza un límite de penetración de 30 % como lo señala en este caso la CONUEE, el rango de estabilidad se debe a que en estos valores no existe una pérdida considerable en caso de fallo en la red, ya que de forma general se tiene un proceso de reserva (almacenamiento).

Tabla 14. Costo de distribución al modificar el factor de LP en la red eléctrica

Límite de penetración	Costo Distribución (USD)	Estabilidad
0.25	58, 913.54	✓✓✓
0.275	62, 399. 12	✓✓✓✓
0.30	65, 891.44	✓✓✓✓✓
0.325	68, 003. 31	✓✓✓✓
0.35	72, 210. 65	✓✓✓

Es cierto que se puede utilizar un rango más avanzado de penetración como 0.30, pero para este caso de estudio se manejó el rango establecido por la secretaria de uso eficiente de la energía que establece una mayor estabilidad entre 0.25 – 0.35 y asegura la vida útil completa que indica el proveedor de las celdas FV, ya que con

esto se evita un mayor gasto en mantenimiento predictivo, el cambio de piezas se haría notorio antes de que se terminen los 25 años de vida útil por un desgaste cada vez que exista una descarga eléctrica o la fluctuación de un pico de carga, el objetivo es ver la influencia del factor de penetración a la hora del dimensionado de los paneles fotovoltaicos y la demanda real de la red eléctrica de distribución con dos tecnologías.

En la Figura 15 se analiza el rango de estabilidad del límite de penetración para una red de combinación de generadores de electricidad, en donde se observa que entre mayor sea el porcentaje de penetración en la red eléctrica su costo beneficio aumentará de forma proporcional, este rango de estabilidad en la actualidad muchos autores e industrias manejan un valor estable de 0.30, ya que no ocurren problemas de sobrecargas o sobrecalentamiento de equipos, pero para este caso de estudio se toma de forma general el rango para conocer su impacto en la función objetivo, la cual se relaciona de forma directa con el dimensionado del sistema de la red de consumo de energía eléctrica.

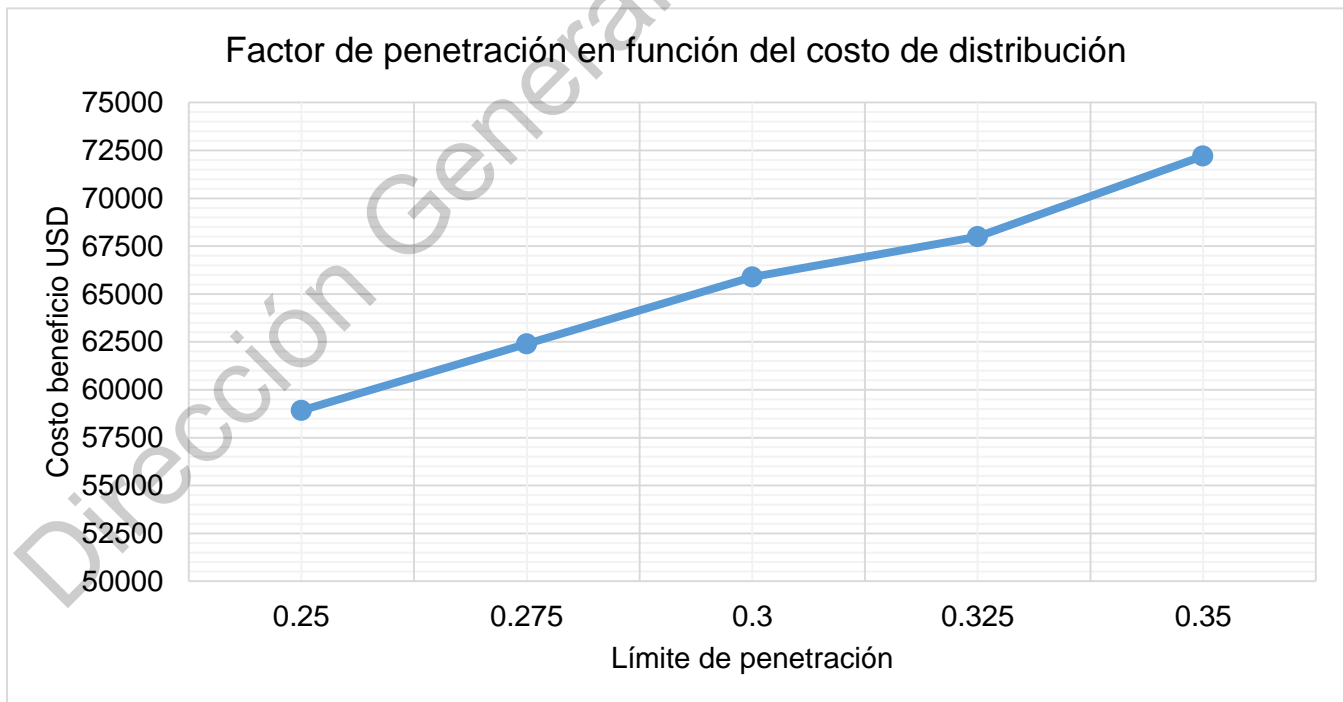


Figura 15. Límite de Penetración en la red eléctrica

En la actualidad la CONUEE tiene un máximo de penetración del 30 % con energías renovables, ya que no se tiene estudios a un periodo medio y largo de la vida útil de una red mixta. El periodo de estudio de una red mixta en un área industrial se tiene en periodos de:

Corto = 10 años, Medio = 20 años, Largo = 35 años.

5.4 Modificación del dimensionado del sistema como parámetro

Cabe mencionar que al realizar un análisis de la red eléctrica en función del límite de penetración en los paneles FV, el dimensionado del mismo sistema se ve modificado por la diferente cantidad de energía que se va a generar de forma renovable y convencional. Sin embargo, al ser uno de los factores que mayor importancia tiene en el costo beneficio (distribución) y que de esto depende el dimensionado de la red eléctrica para poder suministrar cierta demanda de electricidad depende del suministro real que se le dará a las industrias.

De inicio se piensa que está relacionado con todos los aspectos en la red eléctrica, pero este índice solo indica cual es el valor donde la red está de forma más estable, para no sufrir fluctuaciones en las horas pico, o sobrecargas del sistema y sobrecalentamiento por uso excesivo del sistema. Por lo que el dimensionado se verá afectado por este factor de distribución y suele usarse entre un rango estable de 25 – 35 % para no tener que depender de ciertas propiedades que manejan rangos para su cálculo como la temperatura, la nubosidad o la radiación solar que se tiene en una zona determinada a un tiempo estable. Esto también hace referencia a los años de vida que se tiene para cada celda solar, ya que de aquí depende la utilidad que se le dará a la red de suministro.

No se debe confundir el límite de penetración en la distribución de energía en la red y el factor estándar de generación de energía para una generación distribuida

renovable mixta (GDRM). Cada sistema puede variar el límite de penetración según sus necesidades y estabilidad deseada, pero no se puede alterar el porcentaje de generación en una red eléctrica mixta, ya que cada secretaria o proveedor de estas tecnologías indica el porcentaje máximo para cada uno de los elementos antes mencionados, ya que varía según el tipo de producción de energía que se tenga como solar, eólica, hidráulica etc.

En la mayoría de los problemas de generación distribuida en México donde se involucran tecnologías de producción de energía eléctrica renovable se mantiene el dimensionado estable desde el inicio del problema, ya que la CONUEE establece por condición que el límite máximo de penetración es de 30 % e indica que la cantidad de paneles pueden ser fijas o parámetros según sea la necesidad o no se tenga un estudio de las variables que lo afectan o en algunos casos se desconoce una propiedad de la red eléctrica.

Para este caso de estudio del Parque Industrial (PIA) donde se tiene un suministro de energía conocida, se conoce el esquema eléctrico y comportamiento de este mismo frente a los daños posibles que se pueden tener, el estudio de las variables climáticas de la zona con un análisis histórico mínimo de cinco años para poder generar un dato estable y confiable. Sin embargo, si el número de paneles fuera un parámetro que dependiera directamente de una demanda de energía eléctrica que está variando cada lapso de tiempo en un día, este podría afectar de una forma grave al costo del servicio y de igual forma a su eficiencia de uso por el dimensionado proporcionado, el cual se modificaría y se dejaría como un factor inestable.

Capítulo 6. Conclusiones

En este capítulo se muestran las conclusiones que se tiene del proyecto de Generación Distribuida Renovable Mixta (GDRM) con energía fotovoltaica, para un Parque Industrial (PIA) ubicada en la ciudad de Santiago de Querétaro, aplicando un modelo matemático con una Programación Lineal Entera Mixta (MILP) para determinar el máximo costo beneficio seleccionado la mejor tecnología solar FV.

En este trabajo se propuso un modelo matemático con el objetivo de optimizar una GD en un Parque Industrial ubicado en la ciudad de Santiago de Querétaro, aplicando energía fotovoltaica a un 30 %, por lo que a las conclusiones que se llegaron al ser aplicado con los valores de potencia de las industrias fueron:

- El área seleccionada como zona de estudio para implementar la Generación Distribuida Renovable Mixta con energía FV fue el Parque Industrial A (PIA) en la ciudad de Santiago de Querétaro por las propiedades ambientales, climáticas e información industrial disponible.
- Se diseñaron mapas de oferta de radiación solar y temperatura de sitio para evaluar las características de generación de energía eléctrica en los paneles FV.
- Se planteó un esquema eléctrico para el PIA para ver la distribución de la red a combinar la mezcla de energía convencional con renovable en una GDRM.
- Se diseñó una superestructura de decisión mostrando las soluciones posibles del problema de GDRM en el PIA para seleccionar la mejor tecnología FV posible.
- Se propuso un modelo matemático MILP con una función objetivo que relaciona la diferencia que existe entre una red normal y otra renovable mixta, como se muestra en la ecuación (2)
- El mejor panel FV seleccionado para el caso de estudio es el de material monocristalino nombrado M3, siendo un óptimo global, el cual genera un costo beneficio de 16, 245, 092.34 USD con un tiempo de recuperación simple de 10 años con 5 meses.

- El factor de capacidad no indica de forma precisa la mejor tecnología FV para implementar una GDRM, esto se debe a que no relaciona las variables ambientales como la temperatura, la nubosidad y precipitación.
- La nubosidad es el factor de mayor importancia en una red eléctrica y la que genera el ahorro más grande en el costo beneficio, y la estación del año primavera es la que favorece a la generación de energía y disminución de pérdidas en la distribución de la electricidad.
- Se tiene un impacto ambiental positivo por las emisiones de gCO_2 que no se generaron; la potencia de salida es directamente proporcional a la eficiencia de transformación de un panel fotovoltaico.
- El panel M3 tiene una reducción de 6,812.5 emisiones de gCO_2 en el año con un costo de remediación global de 21,289.96 USD.
- El panel M3 seleccionado tiene un factor de llenado 0.824, una relación de potencia de 0.871, teniendo una eficiencia de 19.9 %, con un factor de capacidad de 0.159 y una potencia de salida efectiva de 39.6532 W.
- Entre más grande sea el límite de penetración en la red eléctrica, más grande será el costo beneficio, esto dependiendo de las propiedades termoeléctricas de los paneles fotovoltaicos, para este caso de estudio el porcentaje de penetración que brindó la mejor solución es de 35 %.
- El dimensionado es una variable dependiente del límite de penetración y la demanda real del sistema eléctrico, el cual depende de las propiedades del sistema de consumo y distribución, es el factor de mayor importancia para el incremento de costos de cada módulo.

Para trabajos futuros se tiene contemplado:

- a) Implementar un mayor número de generadores de energía renovable, es decir la mezcla de energía eléctrica en una red involucre no solo energía fotovoltaica, si no agregar energía eólica, hidráulica y alguna producción convencional; para aumentar el límite de penetración y así reducir la cantidad de emisiones de gCO_2 que se produce en la generación de 1 kW.
- b) Colocar una variable que relacione la localización óptima de las tecnologías utilizadas y utilizar el dimensionado como parámetro que varíe respecto a una demanda eléctrica inestable.
- c) Modificar las variables de nubosidad, temperatura y radiación como valores en constante movimiento de forma estocástica, ya que son aspectos que dependen de las condiciones de cada zona y no se puede tener un comportamiento lineal.
- d) Cambiar el problema mono – objetivo a uno multi – objetivo donde se busque maximizar el costo beneficio mediante la selección de la mejor tecnología y minimizar el impacto ambiental en las emisiones de GEI.
- e) Realizar un estudio más preciso del impacto ambiental generado (positivo – negativo) en relación a una mayor cantidad de factores como lluvia ácida, calidad del aire, ruido generado, residuos peligrosos o reactivos

Referencias

Dirección General de Bibliotecas UAQ

Abdmouleh, Z., et al. (2017). "Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources." *Renewable Energy* 113: 266-280

Acha, S., et al. (2018). "Optimal design and operation of distributed low-carbon energy technologies in commercial buildings." *Energy* 142: 578-591.

Ackermann, T., et al. (2001). "Distributed generation: a definition." *Electric Power Systems Research* 57(3): 195-204.

Adefarati, T. y Bansal R.C (2017). "Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation." *Applied Energy* 185: 158-171.

Adratek.S. (2014). "Energía solar fotovoltaica" *Soluciones Energéticas*. 23 - 28 para <https://adratek.com/energia-solar-fotovoltaica/>

Adye, K., et al. (2018). "Contrasting distributed and centralized photovoltaic system performance using regionally distributed pyranometers." *Solar Energy* 160: 1-9.

Ahsan, I., et al. (2014). "Solar power as renewable energy for home systems in Bangladesh." *European Solar Energy* No. 241, 15 – 18.

Aiex. R. M., et al. (2005). "GRASP with path relinking for three-index assignment." *INFORMS Journal on Computing*, 17(2):224–247.

Ali, S., et al. (2012). "Analysis of solar energy production, utilisation and management for facilitating sustainable development in and around the deserts of Pakistan." *University Manchester* 2:1, 141 – 156.

Alon. N y Spencer. J., (2000). "The Probabilistic Method." John Wiley, second edition, pages 31 – 45.

AMD, (2005) *Software Optimization Guide for AMD64 Processors*. Advanced Micro Devices,, 12 – 32 para: <https://www.amd.com/system/files/TechDocs/25112.PDF>

Aribisala, H., et al. (2013). "Improving the efficiency of solar photovoltaic power system." *University of Rhode Island* 00123. 47 – 54.

Atwa, Y. M., et al. (2010). "Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization." IEEE Transactions on Power Systems 25(1): 360-370.

Atwa Y.M et al. (2014). "Reliability assessment of distribution systems considering telecontrolled switches and microgrids." IEEE Transactions on power systems 29(2) 598 – 607

Badran, O., et al. (2017). "Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies." Renewable and Sustainable Energy Reviews 73(Supplement C): 854-867.

Balaji, P., et al. (2008). "Silicon solar cell production." Arizona State University EU. 001228 LPK 48 – 51.

Berrendero. J.R. (2016). "Conjuntos convexos." Departamento de Matemáticas UAM 04 - 25

Berrendero J.R. (2017). "Dualidad y condiciones de Karush-Kuhn-Tucker." UAM DM 01 - 43

Bontoux. B. et a. (2010). "A memetic algorithm with a large neighborhood crossover operator for the generalized traveling salesman problem." Computers & Operations Research, 37(11):1844– 1852.

Borges, J., et al (2013). "Implementación de paneles solares en casa habitación." IPN, 2109: 121 – 128

Burkard R. E. y Cela E., (1999). "Linear assignment problems and extensions." In Z. Du and P. Pardalos, editors, Handbook of Combinatorial Optimization, pages 75–149.

Carpinelli, G., et al. (2018). "Taguchi's method for probabilistic three-phase power flow of unbalanced distribution systems with correlated Wind and Photovoltaic Generation Systems." Renewable Energy 117: 227-241.

Castillo E. et al. (2002). "Formulación y resolución de modelos de programación matemática en ingeniería y ciencia." UPM 01 – 574

Carillo, J., et al. (2009). "Estudio para la electrificación con energía alternativas utilizando celdas FV para electrificar el poblado de Cañada Colorado municipio de Apaxco, Estado de México." IPN 34 – 56

Cervera D. y Coves A. (2009). "Analyze and designing of allocation models in multi-supplier environments base don MILP." Barcelona PPKL 347 – 356

CFE. (2019). "Energías renovables en interconexión a la red eléctrica." Comisión Federal del manejo de distribución de energías. 1 – 20 para:

<http://www.cre.gob.mx/documento/1528.pdf>

Chen, W., et al. (2009). "Solar Photovoltaic." Technology, Communication and Transport, Energy 11: 34 – 68.

Codwell. P., et al. (2017). "Evaluación rápida del uso de la energía e el estado de Querétaro, México" SENER 12.34 MML 36 – 39

Collado. E., et al. (2009). "Energía solar fotovoltaica, competitividad y evaluación económica, comparativa y modelos." ETSII – UNED 265 – 288.

CONABIO, (2019). "Diversidad de procesos funcionales en los ecosistemas en función de la radiación solar.". UNAM. 21 – 32 para:

<http://www.conabio.gob.mx/2ep/images/c/cb/Cap15textonumlineas.pdf>

CONUEE et al. (2017)., "Eficiencia energética en Iluminación" Odón de Buen, Comisión de Energías en México, 2, 21 - 28 para:

<https://www.conuee.gob.mx/transparencia/Comenor-2017.pdf>

CONUEE et al. (2018)., "Eficiencia energética en Iluminación" Odón de Buen, Comisión de Energías en México, 2, 34 – 46, para:

<https://www.conuee.gob.mx/transparencia/bolsgeneraciondist/boletines2016/BoletinNo8.pdf>

Crama Y. y Spiksmá F. C. R. (2017). "Approximation algorithms for threedimensional assignment problems with triangle inequalities." European Journal of Operational Research, 60(3): 273–279

CRE. (2013). "Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética." Comisión de Energías, 1, 12 - 24 para:

<http://www.cre.gob.mx/documento/3870.pdf>.

CRE. (2019). "Desarrollo de la Generación Distribuida a nivel Nacional." Comisión de Energías, 1.5, 16 - 21 para

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/342418/04_GDL_CRE.pdf

Das, U. K., et al. (2018). "Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review." Renewable and Sustainable Energy Reviews 81: 912-928.

Davis L. (1985). "Applying adaptive algorithms to epistatic domains." In Proceeding of the International Joint Conference on Artificial Intelligence, pages 162–164.

De Lira-Flores. (2010). "Aplicación de técnicas de convexificación de funciones para la optimización global." ITC GTO IQ 23 – 45.

Domínguez. H., et al. (2012). "Diseño de un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en el COBAEV 26 XALAPA." MIE 4.01. 17 – 32.

Dominguez-Cardoza, J. (2016). Planeación de sistemas de distribución con generación distribuida usando un modelo matemático linealizado. Ingeniería Electricista Universidad Tecnológica de Pereira, 36 - 53

Eimhjellen, E., et al. (2018). "Optimal desing of photovoltaic power plants." University Bergensis CM. 61 – 65

Estrada, C., et al. (2013). "Transición energética, energías renovables y energía solar de potencia disponible." UMF 1 – 11

Fieber, A., et al. (2017). "Building integration of solar energy." A multifuction Approach Thesis. 175 – 201

Fischetti. M., et al. (1997). "A branch and cut algorithm for symmetric generalized traveling salesman problem." Operations Research, 45:378 – 394.

FMAM, (2016). "La inversión en proyectos de energía renovable." Fondo para el Medio Ambiente INP 1 – 36

Fouad, M. M., et al. (2017). "An integrated review of factors influencing the perfomance of photovoltaic panels." Renewable and Sustainable Energy Reviews 80: 1499-1511.

Gao, J., et al. (2014). "Renewable energy policy comparasion between EU and China." Solar industry 19. 34 – 41.

Gil Mena, A. J. y Martín García J.A (2015). "An efficient approach for the siting and sizing problem of distributed generation." International Journal of Electrical Power & Energy Systems 69: 167-172.

González, G., et al. (2014). "Estudio, diseño e implementación de un sistema de energía solar de la Isla de Mondragón." UPSG IE 10023. 34 – 44

Goss, B., et al. (2013). "Desing process optimization of solar photovoltaic systems." Loughborough University EngD 37 – 50

Grossmann, I. (2017). "Electric power Infrastruture Planning: Mixed-Integer Programming Model and Nested Decomposition Algorithm " European of Operations Research 2: 1-35.

Guerra R.T. (2011). "Dimensionado de sistemas fotovoltaicos." Congreso Nacional de Ingeniería Perú CLEIM 01 – 123

Gutin G. y Bang-Jensen J. (2008). "Digraphs: Theory, Algorithms and Applications." Springer-Verlag, London pages 142 – 146.

Hancevic, P. I., et al. (2017). "Distributed photovoltaic power generation: Possibilities, benefits, and challenges for a widespread application in the Mexican residential sector." Energy Policy 110: 478-489.

Haupt, S. E., et al. (2017). "Blending distributed photovoltaic and demand load forecasts." Solar Energy 157: 542-551.

He, Y., et al. (2018). "Dynamic subsidy model of photovoltaic distributed generation in China." Renewable Energy 118: 555-564.

Hussan, S., et al. (2004). "Desing and implementation of a solar power system in rural Haiti." Massachusetts Institute of Technology. 14 – 23.

ICCA, (2017). "Uso y acceso a las energías renovables en territorios rurales o de difícil acceso." Guía Metodológica FONCT 34 – 37.

Israel, L., et al. (2010). "La generación de energía eléctrica y el ambiente." Gaceta Ecológica 1/6: 02 – 09

Issaadi, W., et al. (2018). "Comparative study of photovoltaic system optimization techniques: contribution to the improvement and development of new approaches." Renewable and Sustainable Energy Reviews 82: 2112 - 2127

Johnson D. S. y McGeoch A. (2007) "Experimental analysis of heuristics for the STSP." In G. Gutin y A. P. Punnen, editors, The Traveling Salesman Problem and its Variations, 369–444.

Kaur, S., et al. (2001). "A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems." International Journal of Electrical Power & Energy Systems 63(Supplement C): 609-617.

Keeling, C.D., et al. (1997). "Global Warming ." Cabridge, UK. 123 - 126

Kiran, R., et al. (2016). "An introduction to solar cell technology." Reviwe Paper 10.5937 IIPP 3 – 7.

Küchler, S., et al. (2013). "Solar energy assessment based on weather station data for direct site monitoring in Indonesia." European Solar Engineering Shool No. 176, 24 – 28.

Kuhn H. W. (2003). "The hungarian method for the assignment problem." Naval Research Logistic Quarterly, 2:83–97.

Kuroki Y. y Matsui T. (2009). "An approximation algorithm for multidimensional assignment problems minimizing the sum of squared errors. Discrete Applied Mathematics,." 157(9):2124–2135.

Khun, H. L., et al. (2009). "An effective implementation of the Lin Kernighan traveling saesman heuristic, European Journal of Operational Research." 126: 106 - 130

Kwon, K., et al. (2008). "Flash points of n-decanol." Journal of Loss Prevention in the Process Industries 21(4): 478-480.

Laporte G., et al. (2010). "Some applications of the generalized travelling salesman problem." The Journal of the Operational Research Society, 47(12):1461–1467.

Ledezma, J. M., et al. (2019). "Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica." Ingenieria y Ciencia 5(9): 9-23.

Liaw, H.-J., et al. (2008). "Flash-point prediction for binary partially miscible mixtures of flammable solvents." Journal of Hazardous Materials 153(3): 1165-1175.

Liu, X., et al. (2017). "Integrated Analysis and Planning of Energy Conversion and Storage Devices in Multi-vector Energy Systems." Energy Procedia 142: 2015-2020.

López-Ledezma, J. M., et al. (2009). "Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica." *Ingeniería y Ciencia* 5(9): 9-23.

Lu, Y., et al. (2015). "Optimal scheduling of buildings with energy generation and thermal energy storage under dynamic electricity pricing using mixed-integer nonlinear programming." *Applied Energy* 147: 49-58.

Luvchik, A., et al. (2016). "Conceiving a systemic approach to implement solar energy technology in Israel." *CEPIC LONDON*. 143 – 160.

Machida, S.-i., et al. (2008). "Structural changes of filled ice Ic structure for hydrogen hydrate under high pressure." *The Journal of Chemical Physics* 129(22): 224 - 505.

Maestre M.M. (2013). "Técnicas clásicas de optimización: Programación lineal y no lineal." *UPV/EHU* 01- 84

Manrique T.K. (2011). "Principios de optimalidad del problema de control óptimo de procesos discretos." *UNIFC* 06 – 158

Martín. H., et al. (2014). "Influencia de la temperatura en el generador fotovoltaico". *INGLIB*, 2, 01 – 121

Martínez, M., et al. (2016). "Stand-alone hybrid renewable energy systems." *Universitat Politècnica de Catalunya*. 1:2, 102 – 184.

Meadows, D.H. et al. (2013). "The limits to growth New York." *Universe Books* 00128. UKL 201 – 209.

Méndez Quezada, V. H., et al. (2006). "Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation." *IEEE Transactions on Power Systems* 21(2): 533-540.

Miguélez, C., et al. (2013). "Evaluation of a micro-power plant using solar cells." *UAS* 2407. 56 – 61.

Noreña, L. F. G. (2015). *Diseño y operación de sistemas de distribución bajo un ambiente de redes inteligentes*. Master. 34 - 48

Paul, A.A., et al. (2017). "Impact of distributed generation and energy storage systems in electrical power distribution systems" A review IPL technologies 12: 35 – 87.

Peña, C. y Bello E. (2010). Ubicación óptima de generación distribuida ante variaciones de carga y recursos energéticos utilizando algoritmos genéticos. Ingeniero Eléctrico Monografía Francisco José de Caldas. 168 – 174.

Praveen, J. y Vijaya Ramaraju V. (2017). "Materials for Optimizing Efficiencies of Solar Photovoltaic Panels." Materials Today: Proceedings 4(4): 5233-5238.

PND, (2017). "Programa especial para el aprovechamiento de las energías renovables." Plan Nacional de Desarrollo GR 4 – 56

Ranjan, R., et al. (2002). "A new algorithm for power distribution system planning." Electric Power Systems Research 62(1): 55-65.

Reti, I., et al. (2016). "High efficiency semiconductor based solar cells." SZENT ISTVÁN 34(11), 165 - 177

Rezaee Jordehi, A. (2016). "Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review." Renewable and Sustainable Energy Reviews 56(Supplement C): 893-905

Salazar R. et al. (2016). "Valor presente neto y otros criterios de inversión." LIMPP 261 - 284

Salinas, M., et al. (2019). "Diseño de un modelo matemático de la generación de residuos sólidos municipales en Nicolás Romero, México." IPN 2331 76 – 87.

SEGOB, (2018). "Energía solar activa para México 2016 - 2024." Centro de control de la producción de energía. 031. 1 – 8 para:

http://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaSol.pdf

SENER. (2016). "Prospectiva de energías renovables 2016 – 2030." Sistema Nacional de Energías 2.4: 67 – 111, para:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2016-2030.pdf

Shivarama Krishna, K. y Sathish Kumar K. (2018). "Generation System Reliability Assessment Incorporating Photovoltaic Energy." 436: 647-654.

Singh, B. y Sharma J. (2017). "A review on distributed generation planning." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76(Supplement C): 529-544.

Steven, P., et al. (2010). "Solar energy: the solution for rising electricity demand." *BSc28 – 18 MMK 46 - 50*

Suarez, D. F. P. (2014). *Diseño óptimo de sistemas de distribución. Maestría en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia.* 148 – 153.

Theo, W. L., et al. (2017). "Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67(Supplement C): 531-573.

Török, I., et al. (2017). "Yields of PV solar energy systems and operational efficiency." *University of Debrecen 0129.* 112 - 123

Viral, R. y Khatod D. K., (2012). "Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(7): 5146 - 5165

Wang, C. (2006). *Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems, Montana State University-Bozeman, College of Engineering.* 289 - 301

Wang H. Z. Y. (2016). "A MILP approach to accommodate more building integrated photovoltaic system in distribution network." *IEEE* 1: 25-34.

Apéndice

En este apéndice en la Tabla 18 se presentarán las abreviaturas utilizadas en el desarrollo de este trabajo de Generación Distribuida Renovable con energía FV para un Parque Industrial en la ciudad de Santiago de Querétaro, al igual que las variables utilizadas en el modelo matemático desarrollado.

Tabla 15. Abreviaturas de empleo común en español

REFERENCIAS

°C	Grados centígrados	CoefZona	Coeficiente de zona
A	Amperios	CONCABIO	Comisión Nacional del Conocimiento y Uso de la Biodiversidad
a.m.	Antes del medio día	Conduc _(panel)	Conductividad
A1	Demanda	Conexión _(panel)	Tipo de conexión
Ao _(panel)	Intensidad	CONUEE	Comisión Nacional del Uso Eficiente de Energía
ArcGis	Sistemas de Información Geográfica	Cos δ	Ángulo de recepción
Au	Automotriz	C _{PRO}	Costo de producción
C _{AMB}	Costo ambiental	CRE	Comisión Reguladora de Energía
C _{BEN}	Costo beneficio	CTE _(panel)	Tensión
C _{CELDA}	Costo celda	C _{ZONA}	Costo por zona
C _{CONEX}	Costo conexión	C _{ZONANUB}	Costo por nubosidad
C _{DIS}	Costo distribución	C _{ZONATEM}	Costo por temperatura
Celula _(panel)	Celda solar	Dis _(panel)	Distribución de energía
C _{ENER}	Costo energía	e	Error de muestra
CFE	Comisión Federal de Electricidad	Ef _(panel)	Eficiencia
C _{INV}	Costo inversión	EI	Electricidad
C _{inver}	Costo total de inversión	FC	Factor de capacidad
CLC	Combinación Lineal Convexa	Fe _(panel)	Factor eléctrico
C _{MAN}	Costo mantenimiento	FF _(panel)	Factor de llenado
C _{mant}	Costo total de mantenimiento	FFo _(panel)	Factor de llenado inicial
C _{NU} _(panel)	Costo de nubosidad total	FV	Fotovoltaico
CO	Monóxido de carbono	Fotovo	Fotovoltaicos
G	Estación del año	M1 – M10	Empresas
GAMS	Software de Modelado Algebraico General	m ²	Metro cuadrado
GC	Generación convencional	m ³	Metro cúbico
gCO ²	Gramos de dióxido de carbono	Manteni _(panel)	Mantenimiento total

REFERENCIAS

GD	Generación distribuida	Max	Maximización
GDC	Generación distribuida convencional	MBPD	Millones de barriles por día
GDR	Generación distribuida renovable	Me	Metalúrgica
GDRFV	Generación distribuida renovable fotovoltaica	MILP	Programación lineal entera mixta
GDRM	Generación distribuida renovable mixta	Min	Minutos
GEI	Gases de efecto invernadero	MINLP	Programación no lineal entera mixta
$G_{ijm}(\text{panel})$	Potencia real	mm	Milímetros
GW	Giga Watios	mV	Mili volts
h	Horas	$mV/^{\circ}C$	Mili volts por grado centígrado
Ha ²	Hectáreas cuadradas	MW	Mega watios
HS	Horas sol	MW/d	Mega watios por día
I	Buses convencionales	n	Muestra
I _{cc}	Corriente a corto circuito	N	Muestra total
I _L	Máxima corriente	N _i	Número de empresas
I _{mpp}	Coefficiente de temperatura para la corriente	NLP	Programación no lineal
I _n	Intensidad	NO ₃	Nitratos
INIFAP	Instituto nacional de investigadores forestales, agrícolas y pecuarias	N _{OT}	Temperatura nominal
In _{version} (panel)	Costo de inversión total	N _p	Número de paneles
IP	Programación lineal	O ₃	Ozono
IPH	Conexión paralelo	OC	Optimización combinatoria
J	Buses renovables	OM	Optimización matemática
K	Grados Kelvin	OMO	Optimización multi-objetivo

REFERENCIAS

K1	Constante de potencia real	P	Potencia suministrada
km/h	Kilómetro por hora	p.m.	Después del medio día
K _v	Kilo voltios	Panel	Paneles solares
kW	Kilo watos	PIA	Parque industrial A
K _{hu}	Valor de confianza	PI	Localización
kW/m ²	Kilo watos por metro cuadrado	Pot	Potencia
Lipe	Límite de penetración	Prod _(panel)	Producción global
Lm	Límite de combinación	P _{SY}	Temperatura real
LP	Programación Lineal	PVE	Producto a valor presente
M	Monocristalino	Q	Objetos con propiedades indicadas
m	Metro	Qro	Querétaro
R	Área determinada	Te	Temperatura de sitio
Remed _(panel)	Remediación	USD	Dólares
s.a.	Sujeto a	V	Voltios
S/m	Siemens por metro	V _(g, i)	Voltios a una estación del año
S _{ay}	Radiación promedio	V _(g, j)	Estación a diferente bus
SENER	Secretaria de Energía	V _{mpp}	Coefficiente de temperatura para los voltios
Sigma	Ángulo de colocación	V _{O(panel)}	Voltaje inicial
SO ₄	Sulfatos	V _{OC}	Voltaje a circuito abierto
T	Temperatura	W	Watos
T _{cy}	Temperatura promedio	Y _(panel)	Variable discreta