

2023

Reducción de pérdidas de energía en redes eléctricas mediante
la implementación de la generación distribuida renovable.

Ing. Lucero Selene
Soto Díaz



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Química

Reducción de pérdidas de energía en redes eléctricas
mediante la implementación de la generación distribuida
renovable

Tesis

Que como parte de los requisitos para
obtener el grado de:

Maestra en Ciencias de la Energía

Presenta

Ing. Lucero Selene Soto Díaz

Dirigido por

Dr. Julio Armando de Lira Flores

Querétaro, Qro. a 2023



Dirección General de Bibliotecas y Servicios Digitales de
Información



Reducción de pérdidas de energía en redes eléctricas
mediante la implementación de la generación
distribuida renovable

por

Lucero Selene Soto Díaz

se distribuye bajo una [Licencia Creative Commons
Atribución-NoComercial-SinDerivadas 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

Clave RI: FQMAC-300274-0123-725



Universidad Autónoma de Querétaro

Facultad de Química

Maestría en Ciencias de la Energía

Reducción de pérdidas de energía en redes eléctricas mediante la
implementación de la generación distribuida renovable

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el grado de
Maestra en Ciencias de la Energía

Presenta

Ing. Lucero Selene Soto Díaz

Dirigido por:

Dr. Julio Armando de Lira Flores

Dr. Julio Armando de Lira Flores
Presidente

Dr. José María Ponce Ortega
Secretario

Dr. Aldo Amaro Reyes
Vocal

Dr. Jorge Noel Gracida Rodríguez
Suplente

Dr. Gonzalo Macías Bobadilla
Suplente

Centro Universitario, Querétaro, Qro.
Enero, 2023.
México

DEDICATORIAS

*Para el hombre más maravilloso del mundo, mi amado **Antonio**, sin tu apoyo y comprensión no hubiera sido posible concluir esta meta satisfactoriamente.*

Siempre me alentaste y me recordaste que juntos somos invencibles.

Gracias por aceptarme como tu compañera de vida y estar siempre a mi lado, por ser un hombre paciente, sereno y sobre todo fiel a tus convicciones.

Te amo mucho esposo mío.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a **Dios** y la **Virgen de Guadalupe** por bendecirme y otorgarme una dicha más en esta vida.

Gracias a mi **madre** por escucharme siempre en mis momentos más difíciles y por sus dulces palabras de consuelo. Gracias a mi **padre** por regalarme constantemente ánimos y consejos de vida que siempre guardaré en mi corazón. Les agradezco mucho amados padres, en apoyarme y recordarme de nunca dejarme vencer por nada ni por nadie.

Estoy infinitamente agradecida por todo tu apoyo **Antonio**, mi querido esposo, en el tiempo que me concedes aun estando lleno de trabajo y lo haces sin ningún reproche. Gracias por enseñarme con mucha paciencia los temas que no lograba entender para un examen y desvelarte conmigo en el proceso.

Gracias al **Dr. Julio Armando** por aceptarme como alumna de maestría y acompañarme en desarrollar este proyecto de investigación juntos. Gracias por la confianza y la comprensión que me dio en estos años para la realización y trámites de la tesis, sin usted no habría sido posible la conclusión de este trabajo.

Agradezco a los miembros de mi comité, **Dr. José María**, **Dr. Aldo**, **Dr. Jorge** y al **Dr. Gonzalo** por su entera disposición en este proyecto para poder finalizar con éxito este programa de posgrado.

Por último, gracias al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (**CONACyT**) por su ayuda con la beca de maestría con número de apoyo 769910.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS.....	III
ÍNDICE DE FIGURAS.....	IV
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT	VII
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD DEL ESTUDIANTE.....	VIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Planteamiento del problema	2
1.3. Justificación.....	5
2. ANTECEDENTES.....	8
2.1. Optimización.....	8
2.2. Partes de un modelo matemático	8
2.2.1. Modelo matemático de optimización	9
2.2.2. Función objetivo.....	9
2.2.3. Variables de decisión	9
2.2.4. Parámetros	9
2.2.5. Restricciones	9
2.2.6. Análisis de sensibilidad.....	9
2.2.7. Validación de la solución.....	9
2.3. Generación distribuida renovable	10
2.4. Estudios previos	12
2.4.1. Tipos de métodos	12
2.4.1.1. Analíticos.....	12
2.4.1.2. Numéricos	13
2.4.1.3. Heurísticos y metaheurísticos	15
2.4.1.4. Híbridos	16
3. OBJETIVOS	19
3.1. Objetivo general	19
3.2. Objetivos específicos.....	19
4. METODOLOGÍA.....	20

4.1.	Soporte informático	20
4.2.	Equipo computacional	20
4.3.	Métodos.....	20
4.3.1.	Desarrollo de un modelo MINLP para la reducción de pérdidas de energía aplicable en una red de distribución.	20
4.3.1.1.	Análisis de modelos matemáticos MINLP.....	20
4.3.1.2.	Modelación de un problema MINLP de pérdidas de energía con implementación de GDR.....	22
4.3.2.	Técnicas de discretización para aplicación al modelo matemático MINLP.....	25
4.3.3.	Desarrollo de modelo MILP mediante la discretización del modelo MINLP.....	32
4.3.3.1.	Obtención del valor de reducción de las pérdidas eléctricas con el uso del modelo MILP mediante GAMS, comparando resultados con y sin implementación de GDR.....	36
4.3.3.2.	Desarrollo de la codificación en el software GAMS	36
4.3.3.3.	Caso de estudio	36
4.3.3.4.	Definición de las características de la red eléctrica.	37
4.3.3.5.	Implementación y análisis del modelo MILP en GAMS.....	41
5.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	43
5.1.	Sistema de prueba IEEE de 6 nodos	45
5.1.1.1.	Modelo MINLP mono-nivel en CD	45
5.1.1.2.	Modelo MILP mono-nivel en CD	48
5.2.	Valor de las pérdidas eléctricas	52
6.	CONCLUSIONES.....	55
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56
	APÉNDICE A.....	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de la región mexicana analizada.....	39
Tabla 2. Resultados MINLP para GDR fotovoltaica en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.	45
Tabla 3. Resultados MINLP para GDR eólica en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.	46
Tabla 4. Resultados MINLP para GDR de biomasa en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.	47
Tabla 5. Resultados MILP para GDR fotovoltaica en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.	48
Tabla 6. Resultados MILP para GDR eólica en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.....	49
Tabla 7. Resultados MILP para GDR de biomasa en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.	50
Tabla 8. Comparación del tiempo en los modelos MINLP y MILP para tres tecnologías.....	54
Tabla A1. Demanda eléctrica de la Gerencia de Control Occidental 30/06/2022.	65
Tabla A2. Generación renovable en MW/h el día 30/06/2022.	66
Tabla A3. Demanda entregada al RGD el día 30/06/2022.	67
Tabla A4. Generación renovable en P.U. el día 30/06/2022.	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Superestructura de decisión para los sistemas nodales.	23
Figura 2. a) Aproximación lineal por partes de una función de una sola variable y b) combinaciones convexas resultantes.	26
Figura 3. a) Aproximación lineal por partes de una función de dos variables y b) su triangulación.....	26
Figura 4. a)Selección de intervalo para cada variable. b) Selección de uno de los triángulos en que se divide cada politopo cuadrado.	27
Figura 5. Tres formas de visualización de la triangulación por arreglo rectangular.	28
Figura 6. Código Gray para ocho intervalos.....	30
Figura 7. Configuración electrónica del sistema de prueba IEEE de 6 nodos.....	36
Figura 8. Parámetros eléctricos del sistema de prueba IEEE de 6 nodos.	37
Figura 9. Conductancia eléctrica del sistema de prueba IEEE de 6 nodos.....	38
Figura 10. Fichero LST MINLP con cero GDR.	43
Figura 11. Fichero LST MILP con cero GDR.....	44
Figura 12. Comparación de reducción de pérdidas en MINLP y MILP con la implementación de tres GDR.	53
Figura A1. Fichero LST MINLP 1 GDR fotovoltaica.	69
Figura A2. Fichero LST MINLP 2 GDR fotovoltaica.	70
Figura A3. Fichero LST MINLP 3 GDR fotovoltaica.	71
Figura A4. Fichero LST MINLP 1 GDR eólica.....	72
Figura A5. Fichero LST MINLP 2 GDR eólica.....	73
Figura A6. Fichero LST MINLP 3 GDR eólica.....	74
Figura A7. Fichero LST MINLP 1 GDR biomasa.....	75
Figura A8. Fichero LST MINLP 2 GDR biomasa.....	76
Figura A9. Fichero LST MINLP 3 GDR biomasa.....	77
Figura A10. Fichero LST MILP 1 GDR fotovoltaica.....	78

Figura A11. Fichero LST MILP 2 GDR fotovoltaica.....	79
Figura A12. Fichero LST MILP 3 GDR fotovoltaica.....	80
Figura A13. Fichero LST MILP 1 GDR eólica	81
Figura A14. Fichero LST MILP 2 GDR eólica.	82
Figura A15. Fichero LST MILP 3 GDR eólica.	83
Figura A16. Fichero LST MILP 1 GDR biomasa.	84
Figura A17. Fichero LST MILP 2 GDR biomasa.	85
Figura A18. Fichero LST MILP 3 GDR biomasa.	86
Figura A19. Código GAMS MINLP fotovoltaica.....	87
Figura A20. Código GAMS MINLP eólica.	88
Figura A21. Código GAMS MINLP biomasa.	89
Figura A22. Código GAMS MILP fotovoltaica.	90
Figura A23. Código GAMS MILP eólica.....	91
Figura A24. Código GAMS MILP biomasa.....	92

RESUMEN

En el sistema eléctrico existen pérdidas eléctricas que son originadas en la transmisión y son reflejadas en la distribución. En México, estas pérdidas han llegado a ser del 11.36 % de la energía total generada. Una alternativa probada para contrarrestar este problema es la generación distribuida mediante el uso de fuentes renovables de energía, como la eólica y la fotovoltaica. Por lo tanto, este trabajo de investigación presentó un modelo matemático para minimizar las pérdidas de energía mediante la selección óptima de la ubicación y dimensionado de fuentes renovables de energía en redes eléctricas. Se generó una superestructura de todas las variables que intervinieron en la reducción de las pérdidas de energía y se desarrolló un modelo MINLP con implementación de la Generación Distribuida Renovable (GDR), el cual se discretizó a un modelo de Programación Mixta-Entera Lineal (MILP). Los casos de estudio se resolvieron con el software GAMS (General Algebraic Modeling System). Los resultados de reducción de pérdidas con tres GDR fueron de 10.47, 90.54 y 90.54 % para las tecnologías de fotovoltaica, eólica y biomasa, respectivamente. Se obtuvo estos resultados debido a los valores de demandad eléctrica y generación renovable que hubo en un día típico en México, y con los parámetros eléctricos exclusivos del tamaño nodal analizado. Así, el modelo de reducción de las pérdidas de energía en el sistema de distribución en topología radial cumplió con un porcentaje notable de reducción en las pérdidas que hubo en un sistema eléctrico de distribución de acuerdo con lo reportado en la literatura.

Palabras claves: Sistema eléctrico, pérdidas de energía, generación distribuida, fuentes renovables, modelo matemático.

ABSTRACT

In the electrical system, electrical losses originate in transmission and are reflected in distribution. In Mexico, these losses have reached 11.36 % of the total energy generated. A proven alternative to counteract this problem is distributed generation through renewable energy sources, such as wind and photovoltaic. Therefore, this research presented a mathematical model to minimize energy losses through optimal location selection and sizing of renewable energy sources in power grids. A superstructure of all the variables involved in the reduction of energy losses was generated, and an MINLP model with the implementation of Distributed Renewable Generation (DRG) was developed. At the end of the research, a model with Mixed Linear Integer Programming Problem (MILP) was obtained and discretized using the techniques investigated in the literature. The case studies were solved with GAMS (General Algebraic Modeling System) software. The results of loss reduction with three DRGs were 10.47, 90.54 and 90.54 % for photovoltaic, wind and biomass technologies, respectively. These results were obtained due to the values of electricity demand and renewable generation on a typical day in Mexico, and with the electrical parameters unique to the nodal size analyzed. Thus, according to what is reported in the literature, the model of energy loss reduction in the distribution system in radial topology fulfilled a remarkable percentage of reduction in losses that occurred in a distributed power system.

Keywords: Electrical system, energy losses, distributed generation, renewable sources, mathematical model.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD DEL ESTUDIANTE

Declaro que los datos propios obtenidos en esta investigación fueron generados durante el desarrollo de mi trabajo de tesis de forma ética, y que reporto detalles necesarios para que los resultados de esta tesis sean reproducibles en eventuales investigaciones futuras.

Finalmente, este manuscrito de tesis es un trabajo original en el cual se declaró y dio reconocimiento a cualquier colaboración o cita textual presentadas en el documento.

1. INTRODUCCIÓN

En esta sección presenta de forma general la generación y la demanda eléctrica, así como las tecnologías utilizadas para la obtención de la electricidad y la clasificación de las pérdidas eléctricas: pérdidas técnicas y no técnicas. Además, se muestra el planteamiento del problema con su debida justificación de este trabajo.

1.1. Generalidades

La energía eléctrica es un recurso necesario en la sociedad moderna. Sin embargo, los recursos como la madera, el carbón (mineral y vegetal) o los residuos de origen animal, que se utilizan como fuente de generación de esta energía, son de los responsables principales del cambio climático, debido a que producen aproximadamente el 60 % de gases de efecto invernadero en el planeta (ONU, 2020). Por esta razón, se ha justificado la utilización de fuentes renovables de energía como lo son la fotovoltaica y la eólica.

Hoy en día, México se encamina hacia una transición energética para fortalecer la eficiencia de los sistemas eléctricos distribución y están dentro de uno de los principales planes del gobierno. El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es uno de los más grandes y complejos a nivel internacional, con una cobertura del 98.95 % en un territorio de alrededor de dos millones de kilómetros cuadrados, beneficiando a 128 millones de mexicanos y una capacidad de generación de 80 GW (SENER, 2020). Sin embargo, el crecimiento de la población ha intensificado el consumo de energía, el número de personas aumentó 14 millones de 2010 a 2020 (INEGI, 2020). Por este motivo, existe una preocupación de diseñar, construir y operar un sistema eléctrico capaz de mantener la solidez, prolongación y calidad de la energía eléctrica, con la finalidad de ofrecer confiabilidad e independencia en este sector.

Por otra parte, desde el año 2020, la pandemia provocada por el virus SARS-COV-2 afectó significativamente el sector energético, debido a una disminución promedio del 25 % de la demanda eléctrica semanal en países con bloqueo total

(aislamiento total, sin oportunidad de movilidad de transporte, cierre de fronteras y actividades) y un 18 % de disminución en países con bloqueo parcial (EIA, 2020). A nivel nacional, quedó expuesta la relación generación-demanda eléctrica, por la reducción en el gasto energético por parte del sector industrial y comercial. Situaciones como estas afectan de manera negativa al SEN, comprometiendo la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico (SENER, 2020).

La mayor parte de la generación de energía mexicana emana principalmente de tecnologías convencionales, como: carboeléctricas, ciclos combinados, combustión interna, termoeléctricas convencionales y turbogás (CENACE, 2020). Concorde al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), la producción de electricidad en el periodo enero-septiembre fue de 236,628 GWh, del cual el 27.64 % de esa energía total fue por fuentes limpias; por ejemplo, eólica, fotovoltaicas-solar, bioenergía, cogeneración eficiente, geotérmica, hidroeléctrica y nucleoelectrica (PRODESEN, 2020).

1.2. Planteamiento del problema

Una situación que presenta el sistema eléctrico mexicano son las pérdidas energéticas, éstas ocasionan desde una reducción en el flujo eléctrico para suministro de usuarios hasta una pérdida monetaria para la misma empresa suministradora, lo cual es un problema grave que requiere la búsqueda continua de soluciones innovadoras. El gobierno mexicano con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 se ha dedicado a fomentar el desarrollo sostenible, incorporando en las poblaciones y comunidades fuentes renovables de generación de energía, como un paso hacia la reindustrialización del país (CRE, 2020). Así mismo, una de las estrategias es la optimización de los recursos con el fin de promover la reducción de las pérdidas energéticas debido a su fuerte impacto en la economía (DOF, 2020).

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se ocupa de estimar las pérdidas reales en el SEN que funciona para atender los convenios que desempeñan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La estimación de pérdidas reales en la Red Nacional de Transmisión (RNT) describe a las pérdidas de energía

por horas en el SEN en un día de trabajo, las cuáles se calculan como la desigualdad entre la energía inyectada y la energía retirada por las zonas encargadas de la carga eléctrica (CENACE, 2021). La energía entregada está constituida por las ventas y el consumo. Los cálculos se efectúan en 150 zonas y en las 16 divisiones de distribución en sus tres niveles tensión (alta, media y baja). El valor total mensual durante el año 2019 de pérdidas eléctricas fue de 11.36 %, siendo este el mes más alto para este año, este valor incluye alta tensión (CFE, 2019).

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), las pérdidas energéticas se agrupan en pérdidas no técnicas y técnicas. Las primeras son originadas por el hurto de la electricidad de usuarios suscritos y no suscritos, fallas de contabilización, daños de los dispositivos de medición y errores administrativos que emanan de la capacidad detectar y controlar las conexiones ilegales. El crimen organizado, insubordinación civil e invasiones a la red eléctrica repercuten a nivel nacional con 7,002 GWh, representando el 41 % del total de las pérdidas de energía no técnicas (CFE, 2019). Por esta razón, es relevante enfocar acciones para la restauración de esta energía, ya que esto afecta directamente la confiabilidad y continuidad del SEN.

Por otra parte, las pérdidas técnicas proceden del propio sistema eléctrico; es decir, provienen de la electricidad consumida para el funcionamiento de la red. Estas suceden durante el proceso de transmisión de la electricidad y se ven reflejadas cuando llegan al sistema de distribución. Estas pérdidas son consecuencia de un calentamiento de conductores eléctricos y calentamiento de los transformadores. Dentro de las principales acciones para la disminución de este problema se encuentran la recalibración de los conductores y la disminución de la longitud de los circuitos primarios y secundarios. Sin embargo, estas medidas son soluciones sin oportunidad de una generación eléctrica alterna para suplir la energía perdida.

En el nivel de distribución se manifiesta la oportunidad de obtener la reducción de pérdidas eléctricas; es decir, es importante realizar estudios para identificar el origen, cuantificar y reducir las pérdidas eléctricas. La distribución de la electricidad se realiza en el nivel de media tensión (M.T.) y baja tensión (B.T.). En 2019, se

registraron el 13.60 % como máximo y un mínimo de 13.07 % en pérdidas eléctricas en el sistema de distribución de M.T. y B.T. correspondientes a los meses de septiembre y diciembre, respectivamente. A partir de ahí, la CFE detectó 646 mil anomalías derivadas del uso indebido de la energía eléctrica, de las cuales, 202,058 se lograron regularizar e incorporar a la Red General de Distribución (RGD) como nuevos usuarios, durante el ejercicio de ese mismo año (CFE, 2019).

En los sistemas eléctricos más afectados por este problema de pérdidas son los sistemas que presentan una configuración en radial, debido a que no existe una trayectoria cerrada, conocida como configuración de mallas o anillo, por donde pueda circular corriente o potencia en ambos sentidos y posibilitan las interconexiones durante emergencias en el sistema.

Se ha publicado recientemente en la literatura, (Montoya et al., 2020a), (Tarrag et al., 2021), (Xie et al., 2021), que los sistemas eléctricos en topología radial en distribución precisan de nuevas tácticas de soluciones, debido a que los tratamientos tradicionales empleados para estudios de redes de alta tensión no aportan habitualmente buen funcionamiento a la red.

Los sistemas eléctricos son analizados y planteados de forma balanceada, la teoría es aplicable de modo aproximado en la red de transmisión para los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). En las redes eléctricas de distribución esta teoría no se cumple rigurosamente, debido a los parámetros de los elementos y las cargas son desbalanceadas, ocasionando unos de los problemas más significativos en cualquier red, las pérdidas de energía. Por esta razón se precisan procedimientos de solución que incorporen los impactos de pérdidas con la utilización de la computadora para desarrollar los estudios.

1.3. Justificación

Por lo anterior, se puede decir que la pérdida de energía es la sumatoria de actos ineficientes, desde la conceptualización de un proyecto de generación eléctrica hasta su sistema operativo de la red; además, la ausencia en el control de ingeniería aumenta las posibilidades de las pérdidas. Por estos motivos, las pérdidas de energía no pueden ser suprimidas por completo, pero pueden disminuirse.

Una estrategia que se ha implementado para reducir las pérdidas de energía es utilizar la programación matemática en estudios de implementación de Generación Distribuida (GD). La GD, también conocida como generación *in-situ* o generación dispersa, se conforma de la generación de energía eléctrica cerca del lugar de consumo del cliente. Las tecnologías más usadas para la GD son: generadores de diesel, microturbinas, celdas fotovoltaicas, turbinas eólicas, hidroeléctricas y celdas de combustible (Jordehi et al., 2016). Los intervalos de la capacidad de una GD dependen de los recursos disponibles en la zona de generación. Además, existen arreglos tecnológicos dependiendo de los requerimientos, como carga base o en punta, generación aislada o remota, soporte a la red de distribución y almacenamiento de energía (CONUEE, 2014).

Esta estrategia permite evaluar un número grande de variables de forma simultánea, con el fin de tener soluciones óptimas en la toma de decisiones, de un número grande de alternativas. Los modelos con un enfoque de Programación Mixta-Entera No Lineal (MINLP por sus siglas en inglés: *Mixed-Integer Nonlinear Programming*) son los de mayor grado de aplicabilidad debido a que detallan de manera más integral el problema de pérdidas de energía (Alanazi, 2022). Sin embargo, los métodos de solución de estos problemas están en constante mejoría, debido a la dificultad de llegar a soluciones factibles. Es un hecho que existen problemas que no son posibles de resolver cuando existe una cantidad elevada de variables y ecuaciones. El problema radica en que combinan las dificultades de resolver la combinatoria de los modelos basados en programación Mixta-Entera

Lineal (MILP por sus siglas en inglés: *Mixed-Integer Linear Programming*) y el grado de convexidad de los Programas No Lineales (NLP por sus siglas en inglés por sus siglas en inglés: *Nonlinear Programming*).

Entre los algoritmos de solución, Ramificación y Acotamiento (B&B, por sus siglas en inglés) ha sido el más empleado para resolver los modelos MINLP. Sin embargo, en muchas ocasiones el usuario delimita cuando se debe parar la búsqueda, especificando el tiempo máximo o el número de iteraciones máximas, debido a que la tolerancia no siempre se satisface (Tawarmalani y Sahinidis, 2013). Además, los algoritmos heurísticos y metaheurísticos no brindan certeza de obtener soluciones óptimas, aunque si pueden producir buenas aproximaciones.

En resumen, obtener soluciones óptimas al solucionar el problema de reducción de pérdidas de energía en el diseño de redes eléctricas, están limitada a los algoritmos de solución de los modelos MINLP. Esto hace necesario que se investiguen y se propongan mecanismos que den trato especial a las funciones o términos no convexos que comúnmente se encuentran en estos modelos. Por ejemplo, términos trigonométricos que representan funciones multimodales de una variable o términos signomiales (funciones no separables).

Otro problema es la necesidad de obtener la ubicación y dimensionado de la GD. La implementa una GD en un bus y/o nodo incorrecto, con una capacidad de generación no calculada, puede afectar negativamente al sistema eléctrico ocasionando inestabilidad y discontinuidad del suministro energético, de igual forma puede provocar un aumento de las pérdidas eléctricas el cual ya es un problema bien conocido dentro de las instalaciones eléctricas (Romeh et al., 2022).

En cambio, al implementar una GD en un sistema eléctrico con una ubicación y un dimensionado adecuado, se mejora el perfil de voltaje del sistema y pueden reducir el estrés del sistema por estar cerca de los centros de carga (Jordehi et al., 2016). Además, la correcta ubicación y dimensionamiento de una GD en un sistema

de distribución permiten usualmente la reducción de pérdidas eléctricas entre 10 al 20 % (Prakash y Khatod, 2016).

El trabajo presentó un estudio comparativo de modelos matemáticos MINLP y MILP para la solución de la ubicación y dimensionado de la GDR en sistemas eléctricos de distribución conformados de una topología radial. Además, contribuye a resolver estos problemas en México, al generar conocimiento científico en estos temas, la aplicación de los resultados esperados permitirá posicionar a México a la vanguardia en la investigación de procesos de producción de electricidad, para aumentar la competitividad de los sistemas productivos y reducir la marginación y desigualdad dentro de la población, al proveer de energía eléctrica con un desarrollo sustentable.

2. ANTECEDENTES

En esta sección se mostrarán las definiciones y los trabajos de investigaciones dónde se han desarrollado modelos matemáticos para la optimización de un sistema eléctrico de distribución con implementación de una GD.

La importancia de la integración de una GD ha sido propósito de investigaciones, por ejemplo, Ackermann et al. (2001) presentan las bases para la integración de una GD, indicando los problemas de red y conexión, los recursos y capacidades. Por esta razón, la operación de una red eléctrica integrada a una GD se puede abordar como un problema de optimización.

2.1. Optimización

La optimización con el uso de computadora es una herramienta que provee el análisis del flujo de potencia en redes eléctricas, y ha constituido uno de los primordiales problemas a resolver en los SEP. Se utilizan modelos teóricos o matemáticos para representar un problema, facilitando el estudio (RAE, m., definición 4).

2.2. Partes de un modelo matemático

Se considera los siguientes principios para la formulación:

- I. Componentes: se define las variables de decisión o control, los resultados que deseamos obtener y los parámetros que lo van a medir.
- II. Estructura: se decide las expresiones matemáticas que forman parte las variables.
- III. Principio de elección: se define si se utiliza una optimización, satisfacción o suboptimización.
- IV. Alternativas: se procede con la intención de adquirir elecciones para el decisor, predicción y mensuración de los resultados.
- V. Escenario: se dispone de suposiciones y se crean situaciones para su evaluación.

A continuación, se mencionan los elementos fundamentales para la construcción de un modelo matemático:

2.2.1. Modelo matemático de optimización

Se decide si es la maximización o minimización de una variable, que se encuentra explícita o implícitamente en una función objetivo, cuyos valores serán factibles cuando sus valores satisfagan restricciones del problema.

2.2.2. Función objetivo

Se define como el objetivo global que presenta un problema y es manifestado en forma matemática con términos de las variables y datos.

2.2.3. Variables de decisión

Son las cantidades en donde los valores son controlables y son indispensables para resolver un problema de decisión.

2.2.4. Parámetros

También se le conoce como constante o dato; y es toda aquella información acreditada en un problema de decisión.

2.2.5. Restricciones

Son las limitaciones sobre los valores de las variables y usualmente se encuentran después de la función objetivo e inician después de las siglas "s.a.", que quiere decir "sujeto a".

2.2.6. Análisis de sensibilidad

Es hallar el comportamiento de una solución ante la alteración en los valores de los parámetros. Este proceso es necesario dado que no hay certeza sobre el valor real de los parámetros.

2.2.7. Validación de la solución

Es el procedimiento de reexaminar una solución de un modelo matemático para comprobar que los valores concuerden y puedan ejecutarse.

2.3. Generación distribuida renovable

La Generación Distribuida Renovable (GDR) es la generación eléctrica que se adquiere de los recursos naturales en un entorno y generalmente se encuentra cerca del lugar de consumo, con producción de energía pequeña en comparación con la generación centralizada (Khamis et al., 2013). La aplicación requiere un apego a las normas nacionales e internacionales existentes.

En el ámbito internacional, podemos mencionar las siguientes:

- IEEE 1547-2018: Es un estándar del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE; por sus siglas en inglés) para la interconexión de generación distribuida en los sistemas eléctricos (IEEE, 2018).
- IEC TS 62786:2017: Son principios y requisitos técnicos sobre la conexión de generación distribuida con la red de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) (IEC, 2017).

Por otra parte, en el ámbito nacional, en México existen documentos legales de referencia para la utilización de la GD:

- PROY-NOM-001-SEDE-2018 Instalaciones eléctricas (utilización): es una Norma Oficial Mexicana en donde describe el empleo apropiado de la energía eléctrica dentro del territorio nacional, además señala la importancia de los sistemas y fuentes de generación eléctrica interconectada en la red (DOF, 2018).
- Disposiciones administrativas de carácter general en materia de generación distribuida: como su nombre lo indica, son planificaciones administrativas generales que tienen por finalidad instituir los lineamientos y especificaciones generales además de definir, autorizar y desarrollar el contrato entre distribuidor y solicitante, en referencia a centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW (DOF, 2017).
- Manual de Interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW: este tiene el objetivo de determinar las pautas administrativas y

de infraestructura generales que tienen que acatar las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW para que sean interconectadas a las Redes Generales de Distribución (RGD) sin obstruir su eficiencia, asegurando las condiciones de eficiencia en la operación del SEN (DOF, 2016).

2.4. Estudios previos

Se debe aclarar que los valores porcentuales de las reducciones de las pérdidas de energía, mostrados en esta sección, son a partir del total de pérdidas que hay dentro de un sistema eléctrico.

En México, la CFE maneja el Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución (SimSED), que fue hecho e integrado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) para apoyar la Gestión de la Distribución (DMS, por sus siglas en inglés). El software se ha utilizado en las soluciones de problemas reales, como la optimización de las redes de distribución con integración de GDR en la ciudad de Mérida, Yucatán. El circuito SUR-4010 fue analizado con el SimSED y obtuvieron una reducción de las pérdidas en un 10 % del valor inicial (INEEL, 2015).

2.4.1. Tipos de métodos

Los métodos para realizar la optimización se pueden clasificar en cuatro categorías: métodos analíticos, métodos numéricos, métodos heurísticos y metaheurísticos, y por último los métodos híbridos. A continuación, se presentan algunos de los avances más significativos para cada categoría en la resolución del problema de pérdidas de energía.

2.4.1.1. Analíticos

Gözel y Hocaoglu (2009) exhibieron el resultado al problema de las pérdidas totales de energía en un sistema de distribución con estructura radial, fue implementado en sistemas de 12, 34 y 69 nodos, obtuvieron resultados de una reducción de pérdidas de 45.41, 55.34 y 59.09 %, respectivamente.

Gopiya et al. (2015) mostraron la respuesta al problema de la reducción de las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red de distribución con estructura radial. Su función objetivo fue la disminución de estas pérdidas con el apoyo de la integración de la GD y usaron una metodología de combinación con la ubicación y dimensionamiento GD, con base a ubicar uno o varios generadores. En su formulación matemática tenían dos supuestos importantes: la red de distribución

radial considerada estaba equilibrada y el factor de potencia de GD era conocido. La metodología consistió en la siguiente forma: primero se buscaba el nivel de potencia activa y reactiva nodal que tenía más beneficios a la red, posteriormente se seleccionaba los nodos candidatos que habían mostrado el mayor efecto positivo al sistema. Este método fue realizado en sistemas de 33 y 69 nodos, y los mejores resultados reflejaron una reducción del 69.55 y 89.89 %, respectivamente.

2.4.1.2. Numéricos

Kaur et al. (2014) buscaron reducir las pérdidas eléctricas con integración de varias unidades de GD en el sistema de distribución a partir de un modelo MINLP, para ello requirieron la ubicación y el dimensionamiento. La solución que reportaron fue obtenida mediante la técnica de Programación Secuencial Cuadrática (SQP, por sus siglas en inglés) y el algoritmo de B&B. Su función objetivo fue la disminución de pérdidas de energía bajo carga pico (mono-nivel) y su metodología consistió en la preselección de los nodos candidatos a partir de 33 y 69 nodos. Los resultados arrojaron una reducción de pérdidas del 86.10 % con integración de dos unidades de GD para el sistema de 33 nodos. Para el sistema de 69 nodos, la reducción de las pérdidas fue del 98.10 % con integración de varias unidades de GD.

Nojavan et al. (2015) mostraron un modelo MINLP para la disminución de: las pérdidas de energía y costes de inversión; además presentaron el valor monetario del índice de la estabilidad del voltaje, en la red de distribución con estructura radial y en malla. La óptima ubicación de GD se resolvió mediante el software GAMS y utilizaron el solucionador DICOPT. El rendimiento del método propuesto se comparó con el Algoritmo Genético (GA, por sus siglas en inglés), la Optimización por Enjambre de Partículas (PSO, por sus siglas en inglés), la combinación de GA y PSO, y la combinación del Factor de Sensibilidad a las Pérdidas (LSF, por sus siglas en inglés) y el Recocido Simulado (SA, por sus siglas en inglés). Utilizaron un sistema de prueba de 33 nodos para el radial y CIVANLAR para el sistema mallado. Obtuvieron resultados de disminución de pérdidas de energía del 65.80 y 34.68 %, respectivamente.

Wouters et al. (2015) presentaron un modelo MILP con una función objetivo de disminuir el costo anual total para el vecindario en su conjunto para satisfacer su demanda anual de energía bajo diversas restricciones operativas, técnicas, económicas, ambientales y regulatorias. Consideraron tecnologías de GD, unidades térmicas y almacenamiento de energía con una interconexión opcional con la red central. La optimización se ejecutó en software GAMS y utilizaron el solucionador CPLEX 12.4.0.1 con un OPTCR del 0 %. Los resultados fueron de un costo anual aproximadamente de \$ 21,752 AUD para un vecindario de 20 casas.

Montoya et al. (2020a) propusieron un modelo MINLP con la meta de reducir los gases totales de efecto invernadero (GEI) producidas por los generadores de diésel en áreas aisladas durante su operación, emplearon fuentes fotovoltaicas en redes eléctricas de corriente continua (CC). Este trabajo se enfocó en la formulación matemática y no en la técnica de solución. El problema que resolvieron consistió en un sistema de prueba de 21 nodos con dos generadores de holgura (diésel) ubicados en los nodos 1 y 21, consideraron el 60 % de la demanda total en la hora pico y cuatro casos de simulación: a) sin fuentes fotovoltaicas (FV), b) con ubicación de una fuente FV, c) con ubicación de dos fuentes FV y d) con la ubicación de tres fuentes FV, respectivamente. Los resultados arrojaron una reducción de las emisiones de 0, 17.88, 18.89 y 18.99 %, respectivamente. Además, Montoya et al. (2020c) presentaron otro modelo MINLP para la ubicación y el tamaño óptimo de los sistemas de GD en redes de distribución con configuración de red radial. Su función objetivo fue la disminución de las pérdidas de energía en todas las ramas de la red en un escenario de demanda pico de carga (mono-nivel), y la estrategia de solución que emplearon fue el software GAMS junto con el solucionador BONMIN. Los sistemas de pruebas fueron de 33 y 69 nodos; y los resultados arrojaron una disminución de las pérdidas de energía de 65.50 y 67.97 %, respectivamente.

Hassan et al. (2020) presentaron un modelo para la disminución de las pérdidas de potencia activa y costos totales, así como mantener el índice de estabilidad de tensión rápida. Utilizaron el Algoritmo del Sen Coseno Modificado

(MSCA, por sus siglas en inglés) y tenían en cuenta el nivel de penetración de la GD de acuerdo con la demanda general del sistema. La optimización se ejecutó en el software MATLAB (Matrix Laboratory, por su abreviatura en inglés) y los sistemas de pruebas fueron de 30, 33 y 300 bus. Los resultados fueron 41.20, 43.70 y 11 %, respectivamente.

Montoya et al. (2021), mostraron un modelo de ubicación y dimensionamiento de GD con redes de CC para la disminución de las pérdidas de potencia. Por metodología utilizaron la Programación Mixta-Entera Cuadrática (MIQP, por sus siglas en inglés). La solución se ejecutó en el software GAMS y el sistema de prueba de 69 nodos presentó una reducción del 25.03 %, con tres GD, al 60 % de penetración y con un tipo de carga multinivel.

2.4.1.3. Heurísticos y metaheurísticos

De Sousa et al. (2013) investigaron sobre la disminución de las pérdidas, la mejora del perfil de tensión y la reducción de los flujos de potencia a través de las líneas. Para introducir un GA para la ubicación y dimensionamiento de GD, para lo cual tuvieron en cuenta numerosos generadores. Los sistemas de pruebas fueron de 70 nodos y con un caso real de red de distribución de 2678 nodos en Brasil, operaron con carga de demanda horaria (multi-nivel). Aunque no mencionaron los resultados obtenidos para la disminución de las pérdidas eléctricas en el sistema de prueba de 70 nodos, si mencionaron el del caso real, con una reducción de las pérdidas del 47 %.

Kansal et al. (2013) presentaron un modelo para la disminución de las pérdidas eléctricas mediante la ubicación óptima de tres tipos de GD en el sistema eléctrico, definiendo al tipo de GD por su inyección de potencia, tales como real, reactiva y una combinación de real con reactiva. La metodología utilizada fue la técnica de PSO para resolver la ubicación óptima de la GD. Los sistemas de pruebas para esta metodología fueron de 33 y 69 nodos, con una disminución de pérdidas eléctricas de 67.79 y 89.69 %, respectivamente.

Mohandas et al. (2015) presentaron la resolución al problema de la disminución de las pérdidas eléctricas en la red de distribución con estructura radial, en base a potencia real y reactiva. Este trabajo tenía por metodología la inserción de varias unidades de GD, utilizaron el Índice de Rendimiento Multi-objetivo (MOPI, por sus siglas en ingles) para mejorar la estabilidad de la tensión del sistema de distribución. Los sistemas de pruebas fueron de 38 y 69 nodos e implementaron el algoritmo Caótico Artificial de Colonia de Abejas (CABC, por sus siglas en ingles). Los resultados mostraron, para el caso de 38 nodos, una reducción del 64.39 % para potencia real y un 63 % para potencia reactiva. Ahora para el caso de 69 nodos, fue una reducción del 68.13 % para potencia real y un 64.85 % para potencia reactiva.

Sultana y Roy (2016) mostraron un modelo para la reducción de las pérdidas de potencia activa y las pérdidas de energías en la línea de distribución, manteniendo la tensión del bus y el índice de estabilidad de la tensión. Este modelo fue empleado para una red en configuración radial y la metodología empleada fue el uso del Algoritmo de Krill Herd (KHA, por sus siglas en ingles) para la ubicación óptima de una GD. Los sistemas de pruebas usados fueron de 33, 69 y 118 nodos. Obtuvieron resultados de reducción de las pérdidas de energía de 94.3 % (con factor de potencia igual a 0.86), 93.70 % (con factor de potencia igual a 1) y 94.10 % (con factor de potencia igual a 1), respectivamente. De igual forma, analizaron la disminución de las pérdidas de energía para el caso de 69 nodos con inyección de GDR; tales como biomasa, eólica y fotovoltaica. En donde obtuvieron resultados del 89.33, 79.51 y 55.49 %, respectivamente.

2.4.1.4. Híbridos

Kefayat et al. (2015) presentaron un trabajo con un análisis multi-objetivo para un sistema de distribución con estructura radial, con el fin de disminuir: las pérdidas eléctricas, índice de estabilidad de voltaje, emisiones y costo. La metodología que usaron fue entre Optimización de Colonias de Hormigas (ACO, por sus siglas en ingles) para la ubicación de las GD, y Colonia Artificial de Abejas (ABC, por sus siglas en inglés) para el dimensionamiento de la GD. Los sistemas de pruebas

fueron de 33 y 69 nodos. Los resultados en la disminución de las pérdidas de energía fueron de 69.90 % para 33 nodos (con instalación de 7 unidades GD), y para el de 69 nodos fue de 71.33 % (con instalación de 3 unidades GD).

Grisales et al. (2015) presentaron la solución al problema de ubicación y dimensionamiento de las GD con función objetivo la minimización de una combinación lineal entre los factores de pérdidas eléctricas en el sistema de distribución, regulación de tensión (error cuadrático medio del voltaje nodal) y costo de inversión para instalar una DG. La metodología incluyó el uso del Algoritmo Genético Chu-Beasley (CBGA, por sus siglas en inglés) para la ubicación de una DG, y PSO para el dimensionado de una DG (inyección de potencia óptimo). Los sistemas de pruebas utilizados en esta metodología fueron del IEEE de 33 nodos y el sistema Baran y Wu de 69 nodos. Los resultados arrojaron una disminución de las pérdidas eléctricas de 56.77 y 63.54 %, respectivamente.

Kansal et al. (2016) presentaron un trabajo con una perspectiva híbrido para la ubicación óptima de numerosas unidades de GD, además implementaron diversas inserciones de potencia al sistema de distribución. Tenían por función objetivo la minimización de las pérdidas de energía y utilizaron una técnica de PSO y un método analítico para el dimensionamiento de los generadores. Los sistemas de pruebas fueron de 33 y 69 nodos, con resultados de una reducción de pérdidas del 94.45 y 98.10 %, respectivamente.

Pesaran et al. (2020) muestran un modelo de ubicación único y múltiple de la GD para la reducción de pérdidas de potencia activa y reactiva en un sistema de distribución en configuración radial. La metodología incluyó la combinación del uso de GA y PSO. Los sistemas de pruebas utilizados en esta metodología fueron del IEEE de 33 y 69 nodos. Los resultados en la disminución de las pérdidas de energía de los 33 nodos fueron para la ubicación única de GD del 63.18 y 60.26 % que representaron la potencia activa y reactiva, respectivamente. Para el de 69 nodos fueron para la ubicación única de GD del 51.40 y 54.35 % que representaron la potencia activa y reactiva, respectivamente.

Por lo anterior, se presenta en este trabajo, un modelo matemático usando técnicas de discretización de funciones no lineales (separables y no separables) y de convexificación de conjuntos que garantice la obtención de mejores soluciones al resolver problema de reducción de pérdidas eléctricas mediante la implementación de una Generación Distribuida Renovable (GDR). Los resultados se compararán con otros modelos MINLP propuestos en la literatura.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo general

Desarrollar un modelo Mixto-Entero Lineal que permita determinar la ubicación y dimensionado de la Generación Distribuida Renovable, con la finalidad de evaluar la reducción las pérdidas de energía en una red eléctrica típica.

3.2. Objetivos específicos

- Determinar un modelo válido MINLP para la reducción de pérdidas de energía aplicable en una red de distribución.
- Establecer una técnica de discretización para aplicarlo al modelo matemático MINLP.
- Desarrollar un modelo MILP mediante la discretización del modelo MINLP.
- Obtener el valor de reducción de las pérdidas eléctricas con el uso del modelo MILP mediante el paquete de optimización General Algebraic Modeling System (GAMS), comparando resultados con y sin implementación de GDR.

4. METODOLOGÍA

En esta sección se presenta de forma general la utilización del esquema metodológico para la obtención del modelo MILP, así como su evaluación y análisis respectivo, en el cual depende de las variables eléctricas que se implementaron en el modelo matemático de Corriente Directa (CD) obtenido de Montoya et. al. (2020b).

4.1. Soporte informático

El software que se empleó en esta investigación es el Sistema de Modelado Algebraico General (GAMS, por sus siglas en inglés), teniendo la versión 36.2.0 lanzada el 3 de septiembre del 2021, gracias a la colaboración con investigadores de la Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo.

4.2. Equipo computacional

Se utilizó una computadora tipo LAPTOP marca ACER modelo Nitro 5 AN515-55-79W5, procesador INTEL (R) Core (MT) i7, 10th Generación, 8 GB RAM 1 TB DD con 256 GB SSD, con una versión de 64 bits de Windows 10 Home Single Language. Además, cuenta con gráfico NVIDIA GEFORCE GTX1650.

4.3. Métodos

A continuación, se mencionan los puntos importantes para el desarrollo de la metodología que se emplearon:

4.3.1. Desarrollo de un modelo MINLP para la reducción de pérdidas de energía aplicable en una red de distribución.

En este trabajo se determinó un modelo base para obtener un modelo MINLP con implementación de GDR.

4.3.1.1. Análisis de modelos matemáticos MINLP

La revisión de los modelos matemáticos presentados, en la Sección 2 de este documento, permitió visualizar una perspectiva general de los enfoques, métodos

aplicados en la literatura y principales técnicas de solución. La implementación de una GDR en el sistema de distribución requiere la evaluación de las combinaciones probables entre ubicación (número de nodo), tamaño (dimensionamiento), tecnología y número de unidades de GDR (simple o múltiple). En cada caso, se requirieron técnicas para el uso de variables enteras, continuas o una combinación de ambas para representar un problema mediante un modelo matemático. Se revisaron de manera exhaustiva fuentes de información científica como las proporcionadas por el IEEE, Elsevier y Springer entre otras.

El modelo matemático MINLP que fue tomado como referencia para evaluar una red que opera en CD en mono-nivel y fue propuesto por Montoya et. al (2020b). La función objetivo se muestra en la ecuación (1), la cual se utiliza para reducir las pérdidas eléctricas:

$$\min \mathcal{P}_{loss} = \sum_{i \in \mathcal{N}} \mathcal{V}_i \cdot \sum_{j \in \mathcal{N}} G_{ij} \cdot \mathcal{V}_j \quad (1)$$

Donde: \mathcal{P}_{loss} es la cuantificación de pérdidas de potencia activa, con generación eléctrica, en un sistema de distribución en configuración radial (watts). \mathcal{V}_i y \mathcal{V}_j son los voltajes (en volts) que corresponden a los nodos i y j , respectivamente, siendo el primero dónde se provee de la potencia demandada y el segundo es donde se retira. G_{ij} es la matriz de conductancia eléctrica para la red (en siemens, S). Los balances de potencia activa se representan en la ecuación (2):

$$\mathcal{P}_i^{dg} - \mathcal{P}_i^d = \mathcal{V}_i \cdot \sum_{j \in \mathcal{N}} G_{ij} \cdot \mathcal{V}_j \quad \forall i, j \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (2)$$

Donde: \mathcal{P}_i^{dg} es la potencia activa total suministrada por un generador centralizado, normalmente de una fuente no renovable, en el nodo i (watts); \mathcal{P}_i^d representa la cantidad de potencia activa máxima permitida en el nodo i (watts). $\Omega_{\mathcal{N}}$ es el conjunto de todos los nodos que hay en un sistema de distribución.

Finalmente, la ecuación (3) muestra la regulación de voltaje:

$$\mathcal{V}_i^{min} \leq \mathcal{V}_i \leq \mathcal{V}_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (3)$$

Siendo \mathcal{V}_i^{min} y \mathcal{V}_i^{max} los voltajes mínimo y máximo permitidos en cada nodo, respectivamente.

4.3.1.2. Modelación de un problema MINLP de pérdidas de energía con implementación de GDR.

Se diseñó una superestructura de decisión para la comprensión de la problemática, ante cualquier tamaño de sistemas nodales, a fin de comprender los modelos matemáticos que representan el problema de ubicación y dimensionado de las GDR en una red de distribución. La superestructura de decisión es representada en Figura 1. Esta muestra en la primera columna, energías limpias, las diversas tecnologías específicas empleadas en este trabajo como la energía fotovoltaica, eólica y biomasa. La segunda columna hace referencia al dimensionado de los nodos que hay en una red de distribución con GDR; así como, la interacción de las tecnologías disponibles en la red para ser ubicadas. La tercera columna, reducción de pérdidas, se visualizan las ventajas de la interacción de las dos columnas mencionadas anteriormente, obteniendo una red de distribución continua, confiable y con obtención de generación de energías limpias.

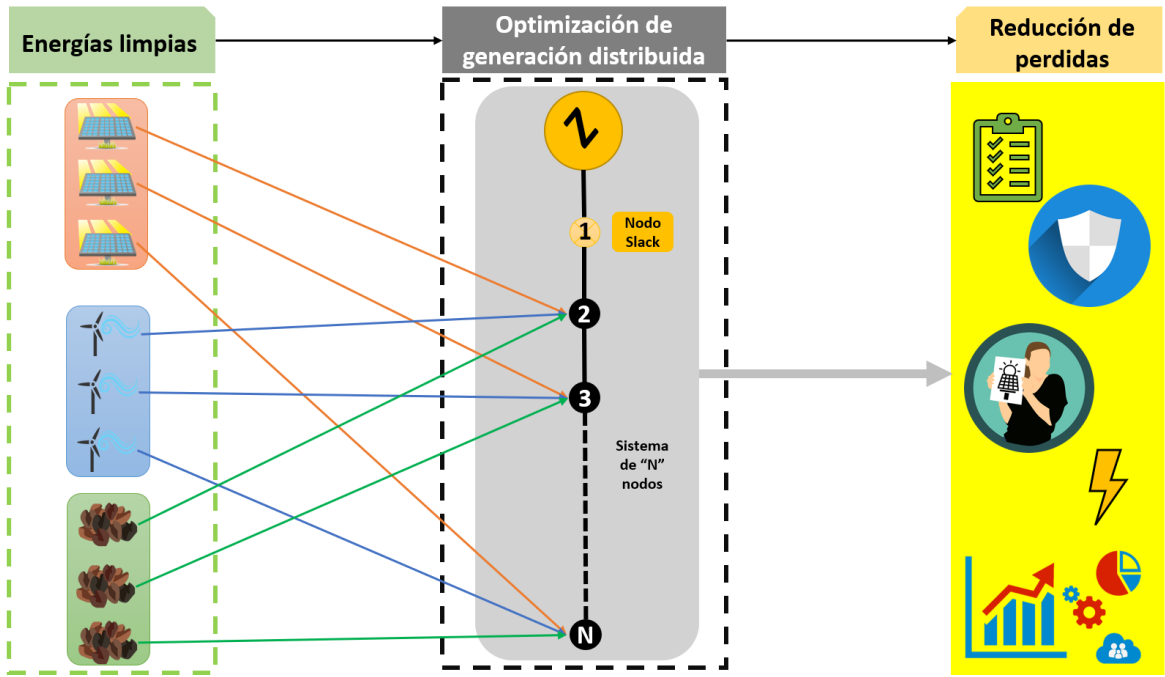


Figura 1. Superestructura de decisión para los sistemas nodales.

Posteriormente se necesitó desarrollar un modelo MINLP que incluya la posibilidad de ubicar y dimensionar una GDR, así como la generación renovable para atender parte de la demanda eléctrica. El modelo de las ecuaciones (1)-(3) no contempla posibilidad; por esta razón, se modifica la ecuación (2), para operar una red en operación CD en mono-nivel y para sistemas en configuración radial, con la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 \sum_{g,i \in \mathcal{N}_{slack}} (P_{g,i}^{gc}) + (P_i^{dg} \cdot P_i^{gdr}) - (P_i^d \cdot P_i^{vdem}) \\
 = V_i \cdot \sum_{j \in \mathcal{N}} (V_j \cdot G_{ij}) \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4)
 \end{aligned}$$

La ecuación (4) representa el balance de potencia activa en todos los ramales de la red. Donde $P_{g,i}^{gc}$ es la potencia del generador en el nodo slack, cuyo nodo

suministra la energía que proviene de una fuente convencional. P_i^{gdr} es la potencia de generación renovable (puede ser fotovoltaica, eólica o biomasa) y P_i^{dem} es la potencia demanda en el nodo i . Adicionalmente, se incluyen las ecuaciones (5) y (6) para representar el dimensionado de la GDR en potencia activa (watts) en un nodo i y la posibilidad de ubicar o no una GDR disponible para un sistema nodal, respectivamente.

$$X_i P_i^{gdr, min} \leq P_i^{gdr} \leq X_i P_i^{gdr, max} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (5)$$

$$\sum_{i \in \Omega_N} X_i \leq N_{disp}^{gdr} \quad (6)$$

$$X_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (7)$$

donde X_i es una variable binaria, cuando toma el valor de uno, significa que en el nodo i se encuentra una unidad generadora renovable, de otra forma valdrá cero, N_{disp}^{gdr} es el número máximo de unidades generadoras renovables que podrán instalarse en ese nodo. En la ecuación (7) se visualiza la naturaleza binaria de este modelo.

4.3.2. Técnicas de discretización para aplicación al modelo matemático MINLP.

Muchos de los problemas de optimización formulados MINLP pueden ser aproximados con modelos MILP mediante la convexificación o linealización de los términos no lineales. Antes que todo se debe definir que es una combinación convexa, y se describe como una combinación lineal de puntos (vectores, escalares o de forma general un conjunto de puntos en un espacio determinado) donde todos los coeficientes son no negativos y la suma de ellos es la unidad.

La aproximación lineal de una función no separable consiste en discretizar el dominio, de ambas variables, con valores intermedios y así conservar los términos con envolventes convexas (lineales); por ejemplo, utilización de las desigualdades de McCormick para términos bilineales (Kolodziej et al., 2013), y las técnicas de funciones lineales por partes (en inglés: *piecewise*); ambos para problemas MILP.

Así mismo, las ecuaciones (1) y (4), del modelo MINLP de pérdidas de energía, contiene una sumatoria de términos bilineales; es decir, una sumatoria de valores resultantes de multiplicar los voltajes, $\mathcal{V}_i \cdot \mathcal{V}_j$. Estos son los responsables de la no convexidad y no linealidad del modelo, además son términos no separables, dado que no es posible descomponerlo en la suma de dos funciones de una sola variable, por esta razón se utilizó las técnicas de Vielma y Nemhauser (2010) para obtener un problema MIP, usando lo que los autores definen como “modelo logarítmico” debido a que se requiere un número logarítmico de variables binarias para definir la discretización del problema no separable de dos variables. En este contexto, se requiere de la incorporación de una técnica de triangulación J_1 o mejor conocida como “unión Jack”, con el propósito de establecer la discretización del rango de la función, definida por las dos variables, a partir de tres puntos.

Un ejemplo de discretización de una sola variable se representa en la Figura 2 (Vielma et. al., 2010), su dominio es segmentado en cuatro regiones (r_1, r_2, r_3, r_4). Además, Figura 3a representa el proceso de discretización para dos variables, así como la triangulación, generando combinaciones lineales convexas a partir de los

tres puntos. Los enfoques más comunes de triangulaciones requieren que el dominio de cada variable se divida mediante una cuadrícula, cada celda de la cuadrícula se subdivide en dos regiones (triángulos). Las combinaciones convexas de los valores de función muestreados en los vértices v_n de un triángulo r_n proporcionan únicamente la aproximación lineal (Figura 3b)

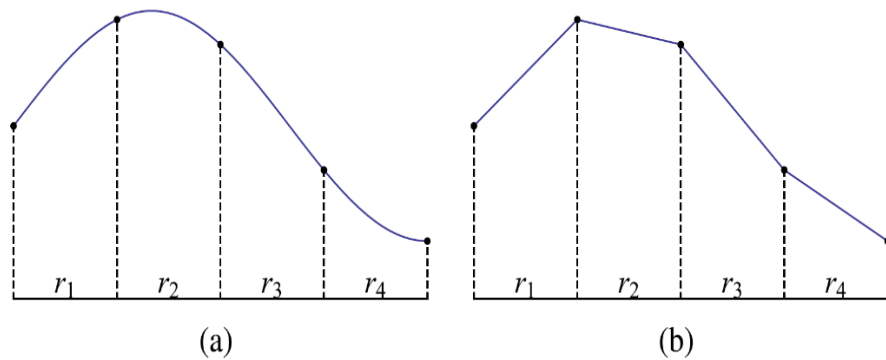


Figura 2. a) Aproximación lineal por partes de una función de una sola variable y b) combinaciones convexas resultantes.

(Rovatti et al., 2014)

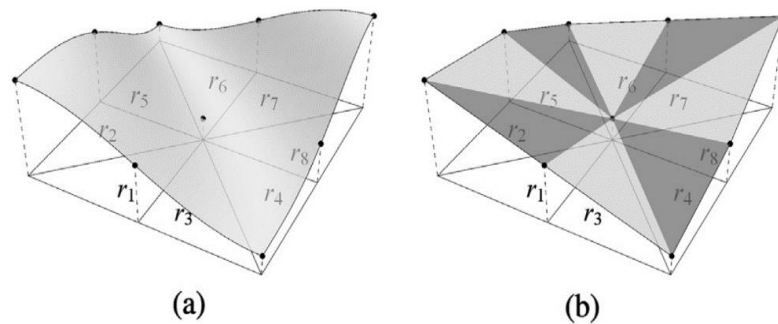


Figura 3. a) Aproximación lineal por partes de una función de dos variables y b) su triangulación.

(Rovatti et al., 2014)

Por otro lado, Vielma et al. (2010) describen los arreglos cuadrados en la Figura 4, es decir, cada variable es discretizada en igual número de intervalos; sin embargo, los mecanismos de selección de intervalos se pueden adaptar o aplicar para arreglos rectangulares como se visualiza en la Figura 5. La triangulación rectangular (Figura 5a y b) indica que el análisis de solución para dos o más regiones (Figura 5c) dependerá del arreglo rectangular (número de cuadriláteros) en el cual se ubiquen sus vértices. El parámetro k indica la magnitud o tamaño de dos intervalos de cada una de las variables discretizadas.

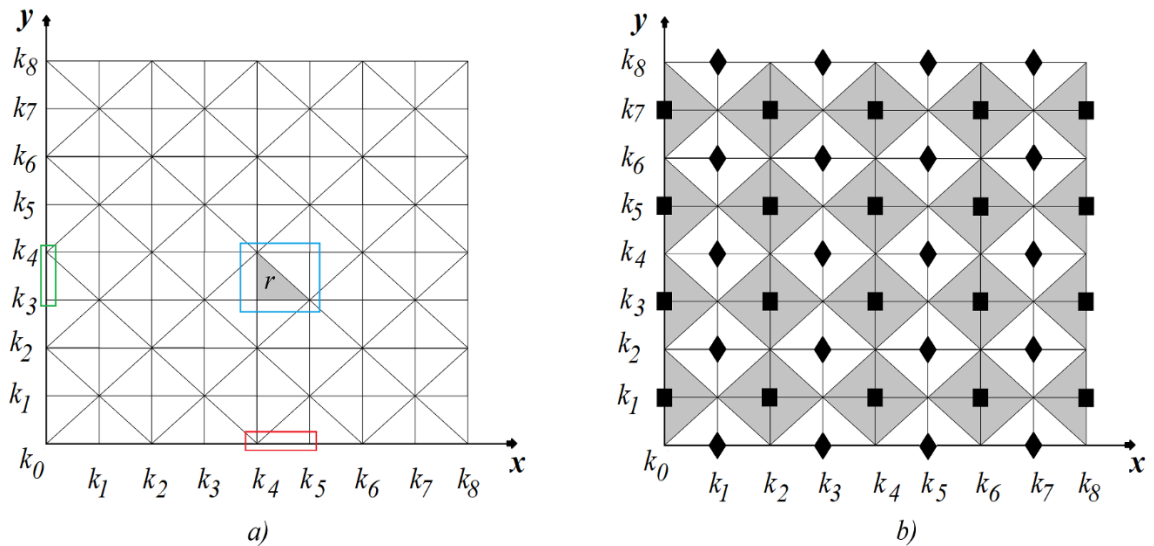


Figura 4.a) Selección de intervalo para cada variable. b) Selección de uno de los triángulos en que se divide cada politopo cuadrado.

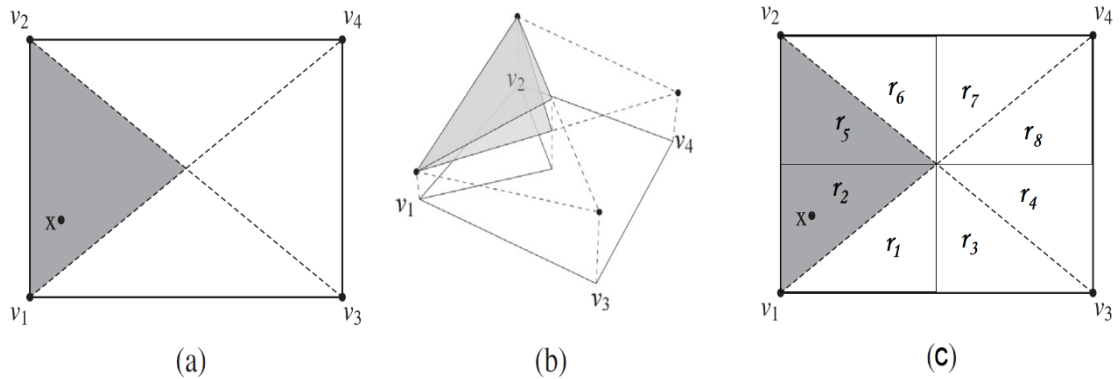


Figura 5. Tres formas de visualización de la triangulación por arreglo rectangular.

(Rovatti et al., 2014)

La metodología puede ser descrita de manera breve en dos etapas. Primeramente, el dominio de cada una de las variables es dividido en intervalos, de la misma forma en que se realiza para el caso separable, con el propósito de seleccionar un intervalo por cada variable y obteniendo de esta manera un politopo de cuatro vértices (Figura 4a). La segunda etapa consiste en seleccionar uno de los dos triángulos (r_n) que están dentro de dicho cuadrilátero. Esto se consigue adicionando restricciones que clasifican como par o impar cada uno de los componentes del par ordenado de los vértices (Figura 4b). El modelo matemático puede ser resumido en las siguientes expresiones:

Las ecuaciones (8) representan la discretización de las variables independientes en sus respectivos intervalos y los valores correspondientes de $F(x, y)$ como una función de los puntos de quiebre en dominio de x y y .

$$\begin{aligned}
 (x, y)^r &= \sum_{v \in V} (v_1, v_2)^r \lambda_v \\
 F(x, y) &= \sum_{v \in V} F(v_1, v_2) \lambda_v
 \end{aligned}
 \tag{8}$$

$$\sum_{v \in V} \lambda_v \leq 1$$

$$\lambda_v \geq 0 \quad \forall v \in V$$

Donde $V := \{0, \dots, K\}^2$ es el conjunto que contiene el número total de vértices que existen en la triangulación, J_1 ; v_1, v_2 representan los puntos de quiebre en los ejes x y y del plano cartesiano respectivamente; $F(v_1, v_2)$ son los valores de cada uno de los nodos que forman la triangulación J_1 , y las variables $(\lambda_v)_v^K$, son variables SOS2, que provienen de un modelo que se encuentra disponible en la literatura en donde propusieron la forma de representar a través de combinación convexa de funciones lineales por partes con la particularidad de que sus variables sean distintas de cero en cada eje con los vértices del dominio de la función. Además, estas variables SOS2 son las conocidas variables tipo II que pueden ser interpretadas fácilmente por el solucionador CPLEX del software GAMS.

Las ecuaciones (9)-(13) muestran la selección del intervalo correspondiente a cada variable y se realiza mediante el esquema de ramificación independiente:

$$\sum_{v_2=0}^K \sum_{v_1 \in V_2^+(l, BF, K)} \lambda_{v_1, v_2} \leq B_l^1 \quad (9)$$

$$\sum_{v_2=0}^K \sum_{v_1 \in V_2^0(l, BF, K)} \lambda_{v_1, v_2} \leq 1 - B_l^1 \quad (10)$$

$$\sum_{v_1=0}^K \sum_{v_2 \in V_2^+(l, BF, K)} \lambda_{v_1, v_2} \leq B_l^2 \quad (11)$$

$$\sum_{v_1=0}^w \sum_{v_2 \in V_2^0(l, BF, w)} \lambda_{v_1, v_2} \leq 1 - B_l^2 \quad (12)$$

$$B_l^1, B_l^2 \in [0,1] \quad \forall l \in \{1, \dots, L\} \quad (13)$$

Donde $V_2^+(l, BF, K)$ y $V_2^0(l, BF, K)$ son una extensión al conjunto $O(l, b)$ que fue dado para el caso univariable, recordando l hace referencia al valor de cada uno de los dígitos que conforman un número Gray. La Figura 6 muestra el código Gray utilizado en este trabajo debido a su indiscutible ventaja que tiene sobre otros códigos: minimiza al máximo su umbral de error al variar de 1 bit de un código al otro, no posee ponderación aritmética y utiliza exclusivamente los números 1 y 0. Y al tener una variación muy pequeña, permite una secuencia con menos errores en los sistemas digitales y son útiles para el eje de posición que se utiliza cuando hay un problema de combinación convexa como fue en este trabajo. Adicionalmente, la Figura 6 muestra las ecuaciones que se pueden formar para ocho intervalos, por ejemplo, para el intervalo de 0 a 1 la ecuación resultante sería $\lambda_{v_2} + \lambda_{v_6} \leq B_1$, de igual forma para el intervalo de 1 a 2, la ecuación sería $\lambda_{v_0} + \lambda_{v_4} + \lambda_{v_8} \leq 1 - B_1$, y así sucesivamente; estas ecuaciones se emplean directamente en la codificación en GAMS para los modelos MILP aplicados para cada tecnología renovable.

INTERVALO		B_l				λ_v										
K		B4	B3	B2	B1	0	1	2	3	4	5	6	7	8		
0	1	0	0	0	0			2				6				
1	2	0	0	0	1	0			4					8		B1
2	3	0	0	1	1			3	4	5						1-B1
3	4	0	0	1	0	0	1						7	8		B2
4	5	0	1	1	0					5	6	7	8		\leq	1-B2
5	6	0	1	1	1	0	1	2	3							B3
6	7	0	1	0	1											1-B3
7	8	0	1	0	0	0	1	2	3	4	5	6	7			B4
						0	1	2	3	4	5	6	7			1-B4
						0		2		4		6		8		EVEN
							1		3		5		7			ODD

Figura 6. Código Gray para ocho intervalos

Las ecuaciones (144) y (15) representan la selección de uno de los triángulos:

$$\sum_{v \in \bar{L}} \lambda_v \leq B_0 \quad (144)$$

$$\sum_{v \in \bar{R}} \lambda_v \leq 1 - B_0 \quad (15)$$

Finalmente, el tamaño de los intervalos fue el mismo y se calculó utilizando la siguiente ecuación (16):

$$\Delta x = \frac{x^u - x^l}{K} \quad x \in [x^l, x^u] \quad (16)$$

4.3.3. Desarrollo de modelo MILP mediante la discretización del modelo MINLP

Se aplicaron las técnicas de discretización revisadas en la etapa anterior; es decir, las ecuaciones no lineales del modelo MINLP propuesto fueron relajadas al remplazar cada termino bilineal por una nueva variable lineal. El modelo matemático MILP propuesto consideró la implementación de la GDR en mono-nivel con operación en CD. Este modelo es definido en las ecuaciones

La nueva función objetivo, que reemplaza, a ecuación (1), es la siguiente:

$$\min P_{loss} = \sum_{i,j \in \mathcal{N}} (\mathcal{W}_{ij} \cdot G_{ij}) \quad (17)$$

Donde: el \mathcal{W}_{ij} .es una variable adicional que sustituye al termino bilineal $\mathcal{V}_i \cdot \mathcal{V}_j$. El balance de potencia activa, ecuación (5) ahora queda definido por la ecuación (18):

$$\begin{aligned} \sum_{g,i \in \mathcal{N}_{slack}} (P_{g,i}^{gc}) + (\mathcal{P}_i^{dg} \cdot \mathcal{P}_i^{gdr}) - (\mathcal{P}_i^d \cdot \mathcal{P}_i^{Vdem}) \\ = \sum_{j \in \mathcal{N}} (\mathcal{W}_{ij} \cdot G_{ij}) \end{aligned} \quad (18)$$

A partir de la ecuación (19) hasta la ecuación (40), se representan las ecuaciones definidas para determinar el valor final de cada voltaje. Además a es el conjunto de intervalos del voltaje, es decir, el intervalo de voltaje r va hacia un intervalo de voltaje s para estas ecuaciones. Y finalmente, para determinar la ubicación y dimensionado de la GDR en el sistema está dado por las ecuaciones (3), (5), (6) y (7), con su regulación de voltaje.

La ecuación (19) muestra como está conformado la variable de voltaje \mathcal{W}_{ij} :

$$\sum_{r,s \in a} (\mathcal{V}_{1r,s} \cdot \mathcal{V}_{2r,s,i,j}) = \mathcal{W}_{ij} \quad \forall i,j \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (19)$$

De la ecuación (20) hasta la ecuación (35) muestran la selección del intervalo correspondiente a cada variable de voltaje y se realiza mediante el esquema de ramificación independiente:

$$\sum_{jX1,r} (\mathcal{V}_{2jX1,r,i,j}) \leq zX1_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (20)$$

$$\sum_{j0X1,r} (\mathcal{V}_{2j0X1,r,i,j}) \leq 1 - zX1_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (21)$$

$$\sum_{jX2,r} (\mathcal{V}_{2jX2,r,i,j}) \leq zX2_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (22)$$

$$\sum_{j0X2,r} (\mathcal{V}_{2j0X2,r,i,j}) \leq 1 - zX2_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (23)$$

$$\sum_{jX3,r} (\mathcal{V}_{2jX3,r,i,j}) \leq zX3_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (24)$$

$$\sum_{j0X3,r} (\mathcal{V}_{2j0X3,r,i,j}) \leq 1 - zX3_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (25)$$

$$\sum_{jX4,r} (\mathcal{V}2_{jX4,r,i,j}) \leq zX4_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (26)$$

$$\sum_{j0X4,r} (\mathcal{V}2_{j0X4,r,i,j}) \leq 1 - zX4_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (27)$$

$$\sum_{r,jX1} (\mathcal{V}2_{r,jX1,i,j}) \leq zY1_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (28)$$

$$\sum_{r,j0X1} (\mathcal{V}2_{r,j0X1,i,j}) \leq 1 - zY1_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (29)$$

$$\sum_{r,jX2} (\mathcal{V}2_{r,jX2,i,j}) \leq zY2_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (30)$$

$$\sum_{r,j0X2} (\mathcal{V}2_{r,j0X2,i,j}) \leq 1 - zY2_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (31)$$

$$\sum_{r,jX3} (\mathcal{V}2_{r,jX3,i,j}) \leq zY3_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (32)$$

$$\sum_{r,j0X3} (\mathcal{V}2_{r,j0X3,i,j}) \leq 1 - zY3_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (33)$$

$$\sum_{r,jX4} (\mathcal{V}2_{r,jX4,i,j}) \leq zY4_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{\mathcal{N}} \quad (34)$$

$$\sum_{r,j \in \Omega_X} (\mathcal{V}2_{r,j \in \Omega_X,i,j}) \leq 1 - zY4_{ij} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (35)$$

Las ecuaciones (36) y (37) representan la selección de uno de los triángulos:

$$\sum_{e,o \in r} (\mathcal{V}2_{e,o,i,j}) \leq zQ_{ij} \quad \forall i,j \in \Omega_N \quad (36)$$

$$\sum_{o,e \in r} (\mathcal{V}2_{o,e,i,j}) \leq 1 - zQ_{ij} \quad \forall i,j \in \Omega_N \quad \forall i \in \Omega_N \quad (37)$$

Por último, las ecuaciones (38)-(40) señalan el tamaño de los intervalos:

$$\sum_{r,s \in a} (\mathcal{V}2_{r,s,i,j}) = 1 \quad \forall i,j \in \Omega_N \quad (38)$$

$$\sum_{r,s \in a} (\mathcal{V}2_{r,s,i,j} \cdot \mathcal{V}JK_r) = \mathcal{V}_i \quad \forall i,j \in \Omega_N \quad (39)$$

$$\sum_{r,s \in a} (\mathcal{V}2_{r,s,i,j} \cdot \mathcal{V}JK_s) = \mathcal{V}_j \quad \forall i,j \in \Omega_N \quad (40)$$

Donde zXn_{ij} y zYn_{ij} representa el intervalo del nodo para el eje X y el eje Y respectivamente (politopo en esa sección). $\mathcal{V}1_{r,s}$ representa las variables de límites de voltajes para cada intervalo y $\mathcal{V}2_{r,s,i,j}$ es el voltaje seccionado en los intervalos para cada nodo.

4.3.3.1. Obtención del valor de reducción de las pérdidas eléctricas con el uso del modelo MILP mediante GAMS, comparando resultados con y sin implementación de GDR.

Se obtuvo los resultados del modelo MILP presentado en las ecuaciones (19)-(40) y anexando la parte de ubicación y dimensionado de las GDR en las ecuaciones (3) y (5)-(7) y del modelo MINLP presentado en las ecuaciones (1) y (4)-(7) ambos modelos con posibilidad de implementación GDR en mono-nivel operando con CD.

4.3.3.2. Desarrollo de la codificación en el software GAMS

GAMS posee un lenguaje algebraico, por lo que permitió variar sin inconvenientes las dimensiones del modelo matemático y mostraron la solución con una estructura separable de datos y resultados. Además, concedió la fácil detección de errores de consistencia en la verificación y definición del modelo. La codificación de este software fue de acuerdo con los comandos y versión que tiene establecidos en el programa.

4.3.3.3. Caso de estudio

En este trabajo se utilizó el sistema de prueba IEEE de 6 nodos y su configuración nodal se muestran en la Figura 7.

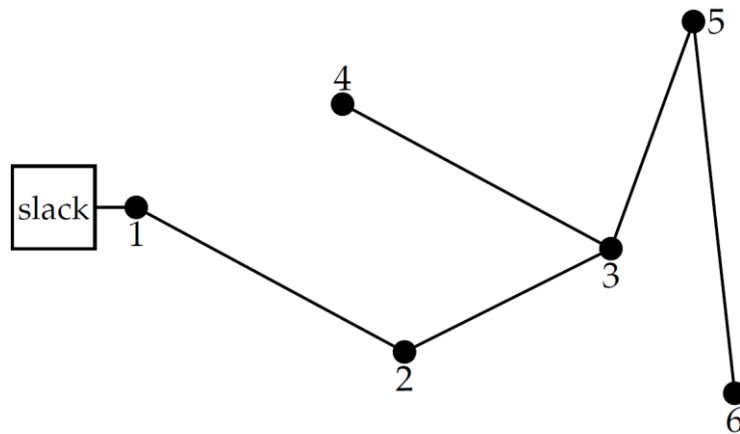


Figura 7. Configuración electrónica del sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

La Figura 7 representa el camino que lleva el flujo de potencia para alimentar los diferentes nodos que hay en el sistema (Montoya et al., 2020c). El nodo slack es el nodo de referencia en dónde se suministra la potencia de generación para alimentar al sistema a analizar, puede ser el caso o no de que exista en ese nodo un generador no renovable que esté conectado a esa red. Para este sistema de prueba IEEE de 6 nodos en específico, el nodo slack está ubicado en el nodo 1, este suministra la energía necesaria para que el sistema, la red de nodos, funcione correctamente.

4.3.3.4. Definición de las características de la red eléctrica.

La definición de las características de la red eléctrica requirió el uso de los parámetros eléctricos proporcionados por IEEE obtenidos de la literatura (Montoya et al., 2020b). En la Figura 8 se pueden apreciar cinco columnas, en donde las primeras dos describen los nodos que funcionan como inyección (i) o de retiro (j) de potencia activa. Y en las columnas tres y cuatro, se muestran los valores de resistencias y reactancias que hay en cada tramo de la red, respectivamente. Finalmente, en la columna cinco, se muestra la potencia activa en nodo i , es decir, la potencia máxima soportada por ese nodo.

Nodo i	Nodo j	$R_{ij}[\Omega]$	$X_{ij}[\Omega]$	$P_j[kW]$
1	2	0.01233	0.01827	16
2	3	0.02467	0.03051	11
3	4	0.01469	0.02545	15
3	5	0.02984	0.03084	10
5	6	0.01325	0.01922	8

Figura 8. Parámetros eléctricos del sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

La Figura 8 en conjunto con la Figura 7 se utilizó para la obtención de las magnitudes de la conductancia eléctrica (G_{ij}) del sistema de prueba IEEE de 6 nodos de (Montoya et al., 2020b). En la Figura 9 se muestran los valores de línea

de conductancias eléctricas con valores base de voltaje 208.24 V y potencia de 75 kVA. Estas conductancias se aplican sólo al sistema de prueba IEEE de 6 nodos, debido a que aquí empleamos CD.

Nodos (i, j)	Conductancia (G_{ij})
N1.N1	39.2538523925385
N2.N1	-39.2538523925385
N1.N2	-39.2538523925385
N2.N2	58.8728228019427
N3.N2	-19.6189704094041
N2.N3	-19.6189704094041
N3.N3	68.7863929415566
N4.N3	-32.9475833900613
N5.N3	-16.2198391420912
N3.N4	-32.9475833900613
N4.N4	32.9475833900613
N3.N5	-16.2198391420912
N5.N5	52.7481410288836
N6.N5	-36.5283018867925
N5.N6	-36.5283018867925
N6.N6	36.5283018867925

Figura 9. Conductancia eléctrica del sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

Para este sistema nodal se determinó que el análisis de las pérdidas eléctricas sería considerando el suministro de energía con tres tecnologías diferentes: fotovoltaica, eólica y biomasa. Además, se consideró la potencia de generación renovable (CENACE, 2022a) y demanda eléctrica (CENACE, 2022b) para la codificación en GAMS, estos datos eléctricos fueron tomados de una región y día

de operación en específico de México del Sistema Interconectado Nacional (SIN), ver Tabla 1. Posteriormente se eligió la gerencia de control regional occidental, debido a que pertenece a una región que comparten las reservas y recursos de generación eléctrica, lo cuales permiten el intercambio de energía para el adecuado funcionamiento de la red (CENACE, 2022c).

Después se seleccionó la zona de carga Querétaro (ciudad) con día de operación 30 de junio del 2022, por ser la segunda zona mayor en pérdidas eléctricas de esta región, pero siendo primera en pérdidas eléctricas en el estado de Querétaro, ver Tabla A1 en el Apéndice A (CENACE, 2022b).

Tabla 1. Datos de la región mexicana analizada.

Día de operación	30 de junio del 2022
Sistema	Sistema Interconectado Nacional (SIN)
Gerencia de control regional	Occidental
Zona de carga	Querétaro
Generación renovable	Generación liquidada por tipo de tecnología
Demanda eléctrica	Demanda de las Redes Generales de Distribución

Posteriormente de conocer los datos de la región mexicana, se obtuvo la generación renovable (Tabla A2) y demanda eléctrica (Tabla A3) en unidades de MW/hora, por ello se necesitó hacer la conversión de unidad Watts a Sistemas por Unidad (P.U.). por causa de la codificación en GAMS, a fin de contar con una uniformidad en las unidades a ingresar en las ecuaciones de los modelos manejados en este trabajo, además de que los P.U. es una propiedad de los SEP para el análisis correcto de cualquier tamaño de red. Los valores P.U. se determinaron mediante la ecuación (41) (Stevenson, 1985):

$$P.U. = \frac{\text{Valor medido (unidad correspondiente)}}{\text{valor base elegido (unidad correspondiente)}} \quad (41)$$

En donde el valor base elegido fue el de la hora que presentaba mayor potencia del día 30 de junio del 2022 para la generación renovable y demanda eléctrica, respectivamente. Así mismo se observó que a las 22 horas del día de operación elegido, se registró la mayor potencia de demanda eléctrica para ese día. En consecuencia, se designó que el valor base para obtener los valores P.U. sean para las potencias de la hora 22. A continuación, se muestran las ecuaciones utilizadas para la obtención de los valores P.U.:

La ecuación (42) representa el valor P.U. de la demanda eléctrica:

$$P.U. = \frac{860.578096 \text{ (MW/h)}}{860.578096 \text{ (MW/h)}} = 1.00 \quad (42)$$

La ecuación (43) representa el valor P.U. de la generación fotovoltaica:

$$P.U. = \frac{15.2114 \text{ (MW/h)}}{5331.582 \text{ (MW/h)}} = 0.002853074 \quad (43)$$

La ecuación (44) representa el valor P.U. de la generación eólica:

$$P.U. = \frac{1904.7163 \text{ (MW/h)}}{2588.7659 \text{ (MW/h)}} = 0.73576228 \quad (44)$$

La ecuación (45) representa el valor P.U. de la generación de biomasa:

$$P.U. = \frac{3.3549 \text{ (MW/h)}}{3.3976 \text{ (MW/h)}} = 0.98743231 \quad (45)$$

Para la ecuación (42) se obtuvo un valor de P.U. de 1.00 debido a que fue la hora que obtuvo una carga pico en un día de operación y alcanzando una demanda máxima de 850.57 MW/h. Por otro lado, las ecuaciones (43)-(45) obtuvieron valores P.U. en decimales, esto es porque el valor medido corresponde a la hora 22 pero el valor base elegido corresponde a la mayor potencia que se registró para cada generación renovable.

Todos los valores P.U. fueron obtenidos por hora de acuerdo con el día de operación, ver Tabla A3 y Tabla A4. Los valores P.U. mencionados brindaron una mejor comparación con las variables y parámetros eléctricos en los resultados mostrados en este trabajo.

4.3.3.5. Implementación y análisis del modelo MILP en GAMS

Se implementó en el modelo MILP, ecuaciones (19)-(40) y anexando la parte de ubicación y dimensionado de las GDR en la ecuaciones (3) y (5)-(7), en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos en un escenario mono-nivel (demanda pico) debido a que ofrece el análisis de un sistema en completo estrés por la demanda solicitada en esa hora específica. Asimismo, se analizó el modelo MINLP, ecuaciones (1) y (4)-(7) con las mismas características del sistema mencionadas al principio de este texto. Se analizaron estos dos modelos con el fin de la obtención de una comparación de resultados entre ellos mismos. Ambos modelos tienen la propiedad de ser en configuración radial con operación en CD.

En GAMS se codificó con un rango de potencia entre 0 a 5 MW para la GDR, esto fue con el objetivo de ofrecer un rango de potencia amplio para el dimensionado de la GDR y observar el comportamiento de la red a través de los resultados en la reducción de las pérdidas eléctricas. También se consideró la inyección desde 0 a 3 GDR para los dos modelos, debido a que son los más empleados en la inserción de la GD en los sistemas nodales (Montoya et al., 2020c). Además, se contempló para el modelo MILP, una discretización de valores para cada voltaje, ocho intervalos.

El sistema presentado en este trabajo tiene la característica de estar conformado por un solo alimentador típico (generador no renovable), lo cual favorecen a la obtención de resultados por medio de la programación computacional. El alimentador está ubicado en el nodo slack y por tanto no posee demanda, sin embargo, los demás nodos si cuentan con demanda energética.

Los modelos MILP y MINLP se resolvieron usando CPLEX y DICOPT, respectivamente. Se obtuvieron resultados considerando 20 escenarios:

- Escenario 1: sin GDR en modelo MINLP
- Escenario 2: sin GDR en modelo MILP.
- Escenario 3: con una GDR fotovoltaica en modelo MINLP.
- Escenario 4: con dos GDR fotovoltaica en modelo MINLP.
- Escenario 5: con tres GDR fotovoltaica en modelo MINLP.
- Escenario 6: con una GDR eólica en modelo MINLP.
- Escenario 7: con dos GDR eólica en modelo MINLP.
- Escenario 8: con tres GDR eólica en modelo MINLP.
- Escenario 9: con una GDR biomasa en modelo MINLP.
- Escenario 10: con dos GDR biomasa en modelo MINLP.
- Escenario 11: con tres GDR biomasa en modelo MINLP.
- Escenario 12: con una GDR fotovoltaica en modelo MILP.
- Escenario 13: con dos GDR fotovoltaica en modelo MILP.
- Escenario 14: con tres GDR fotovoltaica en modelo MILP.
- Escenario 15: con una GDR eólica en modelo MILP.
- Escenario 16: con dos GDR eólica en modelo MILP.
- Escenario 17: con tres GDR eólica en modelo MILP.
- Escenario 18: con una GDR biomasa en modelo MILP.
- Escenario 19: con dos GDR biomasa en modelo MILP.
- Escenario 20: con tres GDR biomasa en modelo MILP.

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se expone los resultados obtenidos mediante tablas, en donde especifican el número de GDR, las pérdidas eléctricas, ubicación nodal, dimensionado de la GDR que va desde 0 a 5 MW, así como el tiempo de ejecución que tardan los solucionadores mencionados en resolver el problema.

Las pérdidas eléctricas de los modelos MINLP y MILP alcanzan los 2.39 kW (ver Figura 10) y 4.97 kW (ver Figura 11) respectivamente; esto es sin conexión de GDR. Se debe aclarar que los valores porcentuales mostrados en este apartado son las reducciones de las pérdidas eléctricas. Estos porcentajes de reducciones de pérdidas representan mejoras del valor total de pérdidas sin conexión de GDR que hay para cada modelo MINLP y MILP con operación en CD.

```
General Algebraic Modeling System
Execution

---- 75 VARIABLE ploss.L          = 0.023933 Pérdidas de potencia variables (x5 W)
---- 75 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000,  N2 0.984105,  N3 0.960590,  N4 0.955827,  N5 0.948882,  N6 0.946568

---- 75 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
      ( ALL 0.000000 )

---- 75 VARIABLE Pgd.L Potencia activa del GDR en el nodo i(x5 W)
      ( ALL 0.000000 )

EXECUTION TIME = 0.172 SECONDS 4 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions
```

Figura 10. Fichero LST MINLP con cero GDR.

En la Figura 10 representa el escenario 1 y se muestra el fichero LST que proporcionó GAMS cuando hay cero inserciones de GDR en el modelo MINLP en un sistema de prueba IEEE de 6 nodos, con aproximadamente 2.39 kW de pérdidas de energía y el tiempo de resolución fue rápido con menos de 1 segundo de espera.

En la Figura 11 se observa el escenario 2 con el fichero LST que arrojó GAMS cuando se terminó de resolver el modelo MILP con cero inserciones de GDR en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos y tomó el valor de pérdidas de energía de 4.97 kW aproximadamente bajo un tiempo de espera de 23.84 segundos. El GAP fue de 0%, indicando solución óptima en GAMS.

```

      S O L V E      S U M M A R Y

MODEL  OFF          OBJECTIVE  ploss
TYPE   MIP          DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER CPLEX       FROM LINE  168

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      1 Optimal
**** OBJECTIVE VALUE    0.0497

RESOURCE USAGE, LIMIT      23.656 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    200732  2147483647

Proven optimal solution
MIP Solution:      0.049728  (200732 iterations, 5552 nodes)
Final Solve:      0.049728  (168 iterations)

Best possible:      0.049728
Absolute gap:      0.000000
Relative gap:      0.000000

G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----  169 VARIABLE ploss.L          =      0.04973  Pérdidas de potencia variables (x5W)
----  169 VARIABLE v.L  Magnitud del voltaje en el nodo i(kV)
N1 1.00000,   N2 0.98345,   N3 0.95913,   N4 0.95434,   N5 0.94716,   N6 0.94479

----  169 VARIABLE X.L  Variable de ubicación óptima del GD
                        ( ALL      0.00000 )

----  169 VARIABLE Pgd.L Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x5W)
                        ( ALL      0.00000 )

EXECUTION TIME      =      23.844 SECONDS      6 MB  36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License  G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura 11. Fichero LST MILP con cero GDR.

5.1. Sistema de prueba IEEE de 6 nodos

A continuación, se presentan los resultados de cada uno de los escenarios propuestos anteriormente.

5.1.1.1. Modelo MINLP mono-nivel en CD

Este modelo propuesto, ecuaciones (1) y (4)-(7), otorga la oportunidad de obtener la ubicación y dimensionado de la GDR en CD en cualquier tamaño nodal que se desea analizar bajo una hora específico del día. De la Tabla 2 hasta la Tabla 4 se exponen los resultados del modelo matemático MINLP en las tres tecnologías renovables.

Tabla 2. Resultados MINLP para GDR fotovoltaica en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

No. GDR	Pérdidas (kW)	Ubicación (nodo)	Dimensionado (kW)	Tiempo (s)
1	2.22	6	500	0.39
2	2.07	5	500	0.10
		6	500	
3	1.95	4	500	0.39
		5	500	
		6	500	

En la Tabla 2 se muestran los resultados con energía fotovoltaica y corresponden a los escenarios 3, 4 y 5. En el escenario 3: con una GDR las pérdidas eléctricas fueron de 2.22 kW, es decir, que hubo una reducción del 7.11 %. En caso del escenario 4: con dos GDR las pérdidas eléctricas fueron de 2.07 kW obteniendo una reducción del 13.38 %. Para el escenario 5: con tres GDR las pérdidas

eléctricas fueron de 1.95 kW obteniendo una reducción del 18.41 %. Las ubicaciones de las GDR fueron: para una GDR en el nodo 6, para dos GDR en los nodos 5 y 6, y para tres GDR en los nodos 4, 5 y 6. Para estos tres escenarios, el dimensionado fueron de 500 kW. Ver Figura A1, Figura A2 y Figura A3.

En la Tabla 3 se muestran los resultados con energía eólica y corresponden a los escenarios 6, 7 y 8. Se determinó que en el escenario 6: con una GDR las pérdidas eléctricas son de 330 W, es decir, hubo una reducción del 86.19 % aproximadamente, y se encuentra ubicada en el nodo 3 con una potencia de 67.89 kW. Así mismo, en el escenario 7: con dos GDR las pérdidas eléctricas fueron de 130 W representando una reducción del 94.56 %, ubicadas en los nodos 3 y 5 con unas potencias 42.81 y 24.51 kW, respectivamente. Para el escenario 8: con tres GDR las pérdidas fueron de 110 W aproximadamente, es decir, hubo una reducción del 95.39 %, y fueron ubicadas en los nodos 3, 5 y 6 con dimensiones de 42.81, 13.59 y 10.87 kW respectivamente. Ver Figura A4, Figura A5 y Figura A6.

Tabla 3. Resultados MINLP para GDR eólica en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

No. GDR	Pérdida de energía (kW)	Ubicación (nodo)	Dimensionado (kW)	Tiempo (s)
1	0.33	3	67.89	1.73
2	0.13	3	42.81	1.79
		5	24.51	
3	0.11	3	42.81	1.73
		5	13.59	
		6	10.87	

En la Tabla 4 se muestran los resultados con energía de biomasa y corresponden a los escenarios 9, 10 y 11. Se determinó que en el escenario 9: con una GDR las pérdidas eléctricas son de 630 W, es decir, hubo una reducción del 73.64 % aproximadamente, y se encuentra ubicada en el nodo 6 con una potencia de 31.79 kW. Así mismo, en el escenario 10: con dos GDR las pérdidas eléctricas fueron de 120 W representando una reducción del 94.97 %, ubicadas en los nodos 4 y 6 con unas potencias 26.57 y 19.03 kW, respectivamente. Para el escenario 11: con tres GDR las pérdidas fueron de 50 W aproximadamente, es decir, hubo una reducción del 97.90 %, y fueron ubicadas en los nodos 2, 4 y 6 con dimensiones de 20.60, 22.58 y 17.67 kW respectivamente. Ver Figura A7, Figura A8 y Figura A9.

Tabla 4. Resultados MINLP para GDR de biomasa en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

No. GDR	Pérdida de energía (kW)	Ubicación (nodo)	Dimensionado (kW)	Tiempo (s)
1	0.63	6	31.79	0.15
2	0.12	4	26.57	1.76
		6	19.03	
3	0.05	2	20.60	0.12
		4	22.58	
		6	17.67	

En la Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4 se muestran una última columna y pertenecen a los tiempos de espera en la resolución del código en el software GAMS. Estos tiempos alcanzaron valores con menos de 2 segundos, esto quiere decir que no hubo esfuerzo por parte del dispositivo de cómputo y por lo tanto no se dañó el equipo. A demás se obtuvieron de manera rápida los resultados.

5.1.1.2. Modelo MILP mono-nivel en CD

El modelo propuesto, ecuaciones (19)-(40) y anexando ecuaciones (3) y (5)-(7), otorga la oportunidad de obtener la ubicación y dimensionado de la GDR en CD en cualquier tamaño nodal que se desea analizar bajo una hora específica del día. De la Tabla 5 hasta la Tabla 7 se exponen los resultados del modelo matemático MILP en las tres tecnologías renovables y se utilizó la linealización con 8 intervalos en los que se dividió el dominio de cada variable:

Tabla 5. Resultados MILP para GDR fotovoltaica en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

No. GDR	Pérdidas (kW)	Ubicación (nodo)	Dimensionado (kW)	GAP (%)	Tiempo (s)
1	4.64	6	500	0	67.15
2	4.57	5	500	0	110.23
		6	500		
3	4.45	4	500	0	434.61
		5	500		
		6	500		

En la Tabla 5 se muestran los resultados con energía fotovoltaica y corresponden a los escenarios 12, 13 y 14. En el escenario 12: con una GDR las pérdidas eléctricas fueron de 4.64 kW, es decir, que hubo una reducción del 6.64%. En caso del escenario 13: con dos GDR en el sistema las pérdidas eléctricas fueron de 4.57 kW obteniendo una reducción del 8.05 %. Para el escenario 14: con tres GDR en el sistema, las pérdidas eléctricas fueron de 4.45 kW obteniendo una reducción del 10.47 %. Las ubicaciones de las GDR fueron: para una GDR en el nodo 6, para dos GDR en los nodos 5 y 6, y para tres GDR en los nodos 4, 5 y 6. Para estos tres escenarios, el dimensionado fueron de 500 kW y con GAP del 0%,

indicando que la solución en GAMS es óptima. Ver Figura A10, Figura A11 y Figura A12.

Tabla 6. Resultados MILP para GDR eólica en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

No. GDR	Pérdidas (kW)	Ubicación (nodo)	Dimensionado (kW)	GAP (%)	Tiempo (s)
1*	1.46	3	68.67	0	1140.92
2*	0.89	4	30.66	0	15,388.96
		5	29.80		
3	0.47	-	-	100	77,955.56
		-	-		
		-	-		

Nota: el * representa que posee solución entera y óptima.

En la Tabla 6 se muestran los resultados con energía eólica y corresponden a los escenarios 15, 16 y 17. Se determinó que en el escenario 15: con una GDR las pérdidas eléctricas son de 1.46 kW, es decir, hubo una reducción del 70.62 % aproximadamente, y se encuentra ubicada en el nodo 3 con una potencia de 68.67 kW. Así mismo, en el escenario 16: con dos GDR las pérdidas eléctricas fueron de 890 W representando una reducción del 82.10 %, ubicadas en los nodos 4 y 5 con unas potencias 30.66 y 29.80 kW, respectivamente. Para el escenario 17: con tres GDR las pérdidas fueron de 470 W aproximadamente, es decir, hubo una reducción del 90.54 %, este resultado el GAP fue del 100 % y no pudo concluir al llegar a 0 % como en los escenarios 15 y 16. Por lo tanto, no hubo resultado de una ubicación y dimensionado para tres GDR en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos. Ver Figura A13, Figura A14 y Figura A15.

En la Tabla 7 se muestran los resultados con energía de biomasa y corresponden a los escenarios 18, 19 y 20. Se determinó que en el escenario 18: con una GDR las pérdidas eléctricas son de 1.46 kW, es decir, hubo una reducción del 70.62 % aproximadamente, y se encuentra ubicada en el nodo 3 con una potencia de 51.16 kW. Así mismo, en el escenario 19: con dos GDR las pérdidas eléctricas fueron de 890 W representando una reducción del 82.10 %, ubicadas en los nodos 4 y 5 con unas potencias 19.74 y 25.30 kW, respectivamente. Para el escenario 20: con tres GDR las pérdidas fueron de 470 W aproximadamente, es decir, hubo una reducción del 90.54 %, este resultado el GAP fue del 19.02 % y no pudo concluir al llegar a 0 % como en los escenarios 18 y 19. Por lo tanto, no hubo resultado de una ubicación y dimensionado para tres GDR en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos. Ver Figura A16, Figura A17 y Figura A18.

Tabla 7. Resultados MILP para GDR de biomasa en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos.

No. GDR	Pérdidas (kW)	Ubicación (nodo)	Dimensionado (kW)	GAP (%)	Tiempo (s)
1*	1.46	3	51.16	0	666.35
2	0.89	4	19.74	0	9,527.29
		5	25.30		
3	0.47	-	-	19.02	77,741.70
		-	-		
		-	-		

Nota: el * representa que posee solución entera y óptima.

En la Tabla 5, Tabla 6 y Tabla 7 se muestran una última columna y pertenecen a los tiempos de espera en la resolución del código en el software GAMS. Estos tiempos van desde un valor mínimo de 67 segundos y hasta un valor máximo de 21 horas con 39 minutos; esto quiere decir, que hubo un esfuerzo por parte del dispositivo de cómputo y por lo tanto, si no se detenía la ejecución de los códigos con mayor tiempo de espera se iba a dañar el equipo al dejarlo trabajar tanto tiempo.

Cuando se ejecuta un código en GAMS, la computadora no puede agotar su batería, indicando que todo el tiempo que dure su ejecución debe estar alimentada. Además, el dispositivo de cómputo no puede entrar en el estado “suspendido” porque se detiene temporalmente la ejecución hasta que la computadora salga de ese estado y después prosigue con el análisis. Tampoco se puede dejar ejecutando el código hasta que se agote su batería y encender de nuevo la computadora, porque se pierde todo el análisis que llevaba en ese tiempo.

5.2. Valor de las pérdidas eléctricas

Un SEP tiene como meta ofrecer la demanda de potencia eléctrica solicitada por los clientes o usuarios finales en forma continua. Se encuentran múltiples consideraciones que deben cumplirse al proporcionar el servicio: de energía eléctrica, entre una de las principales es el valor de la frecuencia y los niveles de voltaje que deben de estar dentro de ciertos parámetros de tolerancia porque los equipos al superar sus límites térmicos pueden dañarse parcial o totalmente y el costo de estos equipos son costosos; además el suministro debe proporcionar ser fidedigno con el cumplimiento del servicio y funcionando al menor costo posible.

Analizando el sistema de prueba IEEE de 6 nodos en conjunto con los modelos propuestos MINLP, ecuaciones (1)-(7), y MILP, ecuaciones (3), (5)-(7) y (19)-(40), existen dos tipos de nodos: de inyección (i) y de retiro (j) de carga. El nodo de inyección es aquel que abastece la parte activa (real) de la potencia compleja y los nodos de retiro son aquellos en dónde se consume la potencia activa por el cliente final. La solución de los 20 escenarios presentados para este sistema nodal requirió como elemento de trabajo la computadora, así mismo, para su uso eficiente del dispositivo de cómputo y del propio software GAMS exigió una notación meticulosa y sistemática.

Los modelos matemáticos utilizados en este trabajo poseen la peculiaridad de ser radiales y poseen un notable grado de desbalance, el desbalance y la carga conectada se manifiestan en los parámetros de la red: Este grado de desbalance se resuelve en el modelo MINLP con la ecuación (4) y el modelo MILP con la ecuación (18).

Las reducciones de pérdidas eléctricas tanto para el modelo MINLP como para el modelo MILP se muestra en la Figura 12 con la implementación de tres GDR. Se analizó bajo esta consideración debido a que los modelos matemáticos con este número de GDR presentan mayores reducciones. Las reducciones de pérdidas en el sistema de prueba IEEE de 6 nodos están dadas por cada tipo de tecnología y no en combinación. Se puede concluir que las reducciones en pérdidas de energía son

mayores por parte del modelo MINLP que por el modelo MILP, y era de esperarse ya que los modelos lineales ofrecen soluciones aproximadas de los modelos no lineales (Montoya et al., 2020b) que fueron resueltos por un método (Vielma et al., 2010) en dónde la característica principal fue la división por partes la variable discretizada, que en este caso fue el voltaje, y otros procedimientos que se mencionaron anteriormente en la metodología.

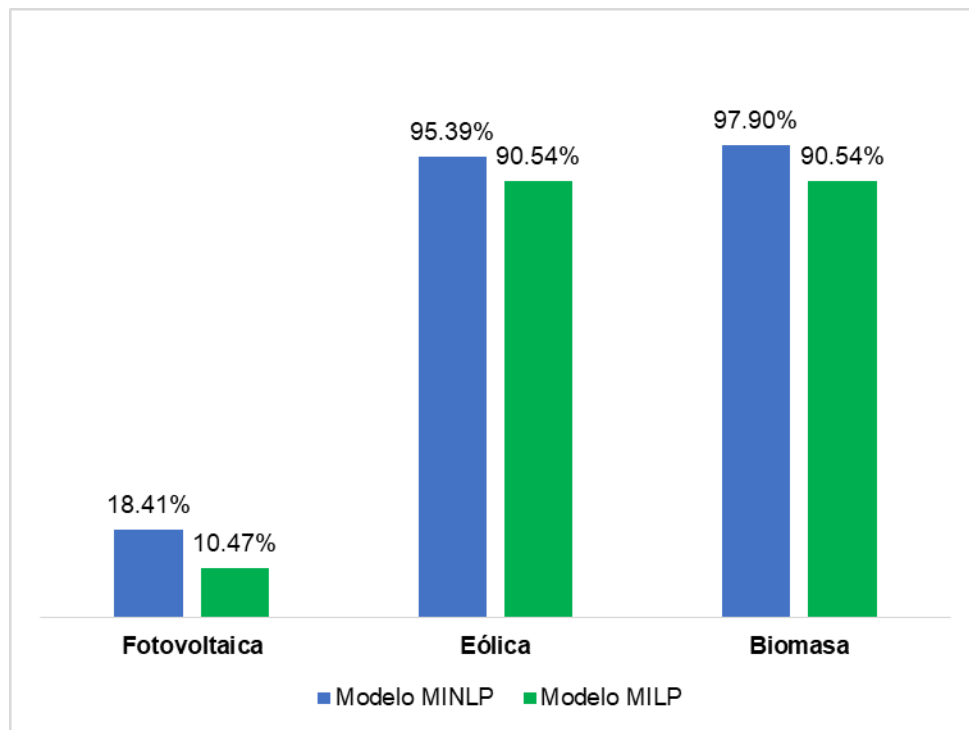


Figura 12. Comparación de reducción de pérdidas en MINLP y MILP con la implementación de tres GDR.

Otro punto importante en la solución de la reducción de las pérdidas eléctricas son los tiempos de ejecución. En la Tabla 8 se compara los tiempos en segundos que tardó el software GAMS para cada modelo y tecnología aplicada en la implementación de tres GDR. Se muestra que el modelo MINLP posee una solución mucho más rápida, ya que su mayor tiempo fue de 1.73 segundos, mientras que el

modelo MILP causa un tiempo de ejecución hasta de 21 horas con 39 min. Para la programación matemática, estos tiempos de ejecución llegan a tener un alto costo computacional si se emplea en sistemas con tamaños nodales grandes. El modelo MILP propuesto contribuye a una forma de aprendizaje dentro de un grupo de estudio o una comunidad estudiantil para lograr entender el impacto sobre las pérdidas de energía en estos tipos de modelos matemáticos.

Tabla 8. Comparación del tiempo en los modelos MINLP y MILP para tres tecnologías.

	Fotovoltaica	Eólica	Biomasa
Modelo MINLP (s)	0.39	1.73	0.12
Modelo MILP (s)	434.61	77,955.56	77,741.70

Los códigos GAMS del modelo MINLP para los valores de las pérdidas eléctricas del sistema de seis nodos utilizados fueron Figura A19, Figura A20 y Figura A21. Lo único que varía son el número de GDR a implementar (de 0 a 3 GDR) y la tecnología utilizada con su correspondiente tabla de potencias de demanda y generación. De igual forma ocurre para los códigos GAMS del modelo MILP, cambia el número de GDR y su tabla de potencias por tecnología. Ver en Figura A22, Figura A23 y Figura A24.

6. CONCLUSIONES

Se desarrolló un modelo para la reducción de las pérdidas de energía en redes eléctricas con la implementación de la Generación Distribuida Renovable con operación en CD, para resolver el problema de ubicación y dimensionado de la GDR utilizando un modelo MINLP, ver ecuaciones (1)-(7); así como, formulado y resolviendo un modelo MILP, ver ecuaciones (3), (5)-(7) y (19)-(40).

Se estableció la técnica de discretización propuesta por Vielma et al., (2010) en donde se desarrolló el modelo MILP que se aplicó en un sistema de prueba IEEE de 6 nodos. Además, se consideró la demanda máxima para el análisis de un sistema en completo estrés y de ahí se obtuvo la optimización de la ubicación y dimensionado de las diferentes tecnologías utilizadas.

Los tiempos de ejecución del modelo MILP eran altos debido a su mayor número de variables utilizadas en su formulación y, por lo tanto, se eleva el costo computacional y se volvieron no viable para la obtención de los resultados con mayores GDR conectados en el sistema, sí se tiene poco tiempo para la toma de decisiones. Sin embargo, para una planeación que disponga del tiempo suficiente, pueden ser atractivos los resultados que puedan obtenerse con este modelo. Además, el modelo MILP propuesto y su solución en GAMS pueden utilizarse para dimensionar GD provenientes de cualquier tecnología (por ejemplo, pueden ser o no renovables) con capacidades potencia variable en sistemas eléctricos en topología radial. También, el modelo puede ser replicable y modificable para incluir las emisiones de gases de efecto invernadero y los costos de generación para quien desee continuar este trabajo.

En los trabajos futuros es recomendable tener un dispositivo de computo capaz de soportar la ejecución del software GAMS y así mismo contar la con versión del software más actualizada, ya que esta última repercute directamente en los resultados obtenidos de cualquier modelo replicable, puesto que agregan o mejoran los paquetes de solución precargados en el software.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ackermann, T., Andersson, G. and Söder, L.** (2001, April 20). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57 (3),195-204. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- Afshari, H. H., Gadsden, S. A., and Habibi, S.** (2017, June). Gaussian filters for parameter and state estimation: A general review of theory and recent trends. *Signal Processing*, 135, 218-238. <https://doi.org/10.1016/j.sigpro.2017.01.001>
- Agencia Internacional de energía.** (2020). *Covid-19*. <https://www.iea.org/topics/covid-19>
- Alanazi, M. S.** (2022). A MILP model for optimal renewable wind DG allocation in smart distribution systems considering voltage stability and line loss. *Alexandria Engineering Journal*, 61(8), 5887-5901. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.11.017>
- Centro Nacional de Control de Energía.** (2022a). *Energía generada por tipo de tecnología*. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EnergiaGeneradaTipoTec.aspx>
- Centro Nacional de Control de Energía.** (2022b). Estimación de pérdidas reales. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EstimacionPerdidasReales.aspx>
- Centro Nacional de Control de Energía.** (2022c). *Programa para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036*. <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2022-2036>
- Centro Nacional de Control de Energía.** (2020, noviembre). *Informe de la tecnología de generación de referencia año de producción 2020*. https://www.cenace.gob.mx/Docs/02_MBP/InformeTGR/2020/Informe%20TG

R%20en%202020%20Preliminar%20(v2020-11-23).pdf

Comisión Federal de Electricidad. (2019). *Informe anual 2019.*
[https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/pages/informes-
anuales.aspx](https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/pages/informes-
anuales.aspx)

Comisión Federal de Electricidad. (2020, septiembre). *Reportes estados
financieros.*[https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-
financieros/Documents/2020/EDOSFIN%20sep%202020.pdf?csf=1&e=kFRdQ0](https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-
financieros/Documents/2020/EDOSFIN%20sep%202020.pdf?csf=1&e=kFRdQ0)

Comisión Federal de Electricidad. (2021, abril). *Informe anual 2020.*
[https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-
financieros/Informe%20Anual%20Documentos/CFE%20Informe%20Anual%2
02020.pdf](https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-
financieros/Informe%20Anual%20Documentos/CFE%20Informe%20Anual%2
02020.pdf)

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. (2014, junio). *¿Qué es la
generación distribuida? Grandes Usuarios de la Energía.*
[https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-
distribuida-estados-y-municipios](https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-
distribuida-estados-y-municipios)

Comisión Reguladora de Energía. (2020, julio). *Plan estratégico 2020-2022.*
<https://www.gob.mx/cre/documentos/plan-estrategico-2020-2022>

**De Sousa, R. R., Fernandes, T.S, Aoki, A. R., Sans, M. R., Oening, A. P., Marcilio,
D. C. and Omori, J. S.** (2013, March). Sensitivity analysis to connect distributed
generation. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 46, 145-
152. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.10.004>

Diario Oficial de la Federación. (2016). *Manual de Interconexión de centrales de
generación con capacidad menor a 0.5 MW.*
https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016

Diario Oficial de la Federación. (2017). *Disposiciones administrativas de carácter
general en materia de Generación Distribuida.*
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017

- Diario Oficial de la Federación.** (2018). *PROY-NOM-001-SEDE-2018 Instalaciones Eléctricas (Utilización)*.
https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5533986&fecha=06/08/2018
- Diario Oficial de la Federación.** (2020). *Programa Sectorial de Energía 2020-2024*.
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020#gsc.tab=0
- Fondo de población de las Naciones Unidas.** (2020). *Población mundial*.
<https://www.unfpa.org/es/data/world-population-dashboard>
- Gopiya Naik, S. N., Kumar Khatod, D. and Pal Sharma, M.** (2015, February 1). Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks, *IET Generation, Transmission and Distribution*, 9, 209-220. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0603>
- Gözel, T. and Hocaoglu, M. H.** (2009, June). An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. *Electric Power Systems Research*, 79 (6), 912-918. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.12.007>
- Grisales-Noreña, L. F., Grajales, A., Montoya, O. D., Hincapié, R. A. and Granada, M.** (2015, September 10). Optimal location and sizing of Distributed Generators using a hybrid methodology and considering different technologies. *2015 IEEE 6th Latin American Symposium on Circuits and Systems (LASCAS)*, 1-4. <https://doi.org/10.1109/LASCAS.2015.7250486>
- Hassan, A. S., Othman, E. A., Bendary, F. M. and Ebrahim, M. A.** (2020, November). Optimal integration of distributed generation resources in active distribution networks for techno-economic benefits. *Energy Reports*, 6, 3462-3471. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.12.004>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers.** (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with

Associated Electric Power Systems Interfaces, in IEEE Std 1547-2018 (IEEE 1547-2018). doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias. (2015). *Energías renovables: una alternativa viable para México.*
<https://www.ineel.mx/boletin022015/BIIIE02-15.pdf>

Instituto Nacional de Estadística y Geografía. (2020). *Población total por entidad federativa y grupo quinquenal de edad según sexo, serie de años censales de 1990 a 2020.*
https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/interactivos/?pxq=Poblacion_Poblacion_01_e60cd8cf-927f-4b94-823e-972457a12d4b

International Electrotechnical Commission. (2017). *Distributed energy resources connection with the grid* (IEC TS 62786:2017).
<https://webstore.iec.ch/publication/30385>

Jordehi, A. R. (2016, April). Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 893-905. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.086>

Kansal, S., Kumar, V. and Tyagi, B. (2013, December). Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 53, 752-760.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.05.040>

Kansal, S., Kumar, V. and Tyagi, B. (2016, February). Hybrid approach for optimal placement of multiple DGs of multiple types in distribution networks. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 75, 226- 235.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.09.002>

Kaur, S., Kumbhar, G. and Sharma, J. (2014, December). A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems. *Electrical Power and System*, 63, 609-617. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.06.023>

- Kefayat**, M., Lashkar, A. and Nabavi, S.A. (2015, March). A hybrid of ant colony optimization and artificial bee colony algorithm for probabilistic optimal placement and sizing of distributed energy resources. *Energy Conversion and Management*, 92, 149-161. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.037>
- Khamis**, A., Shareef, H., Bizkevelci, E. and Khatib, T. (2013, December). A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 28, 483-493. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.025>
- Kolodziej**, S., Castro, P. M., and Grossmann, I. E. (2013). Global optimization of bilinear programs with a multiparametric disaggregation technique. *Journal of Global Optimization*, 57(4), 1039-1063. <https://doi.org/10.1007/s10898-012-0022-1>
- Mohandas**, N., Balamurugan, R. and Lakshminarasimman, L. (2015, March). Optimal location and sizing of real power DG units to improve the voltage stability in the distribution system using ABC algorithm united with chaos. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 66, 41-52. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.10.033>
- Mohsin**, M. Y., Khan, M. A. M., Yousif, M., Chaudhary, S. T., Farid, G. and Tahir, W. (2022, June 7). Comparison of Newton Raphson and Gauss Seidal Methods for Load Flow Analysis. *International Journal of Electrical Engineering & Emerging Technology*, 5, 01-07. <http://ijeeet.com/index.php/ijeeet/article/view/104>
- Montoya**, O. D. and Gil-González, W. (2021, February). A MIQP model for optimal location and sizing of dispatchable DGs in DC networks. *Energy Systems*, 12(1), 181-202. <https://doi.org/10.1007/s12667-020-00403-x>
- Montoya**, O. D., Grisales-Noreña, L.F., Gil-González, W., Alcalá, G. and Hernández-Escobedo, Q. (2020a, February 24). Optimal Location and Sizing of PV Sources in DC Networks for Minimizing Greenhouse Emissions in Diesel

Generators. *Symmetry*, 12(2), 322. <https://doi.org/10.3390/sym12020322>

Montoya, O. D., Serra, F. M., and De Angelo, C. H. (2020b, August 20). On the Efficiency in Electrical Networks with AC and DC Operation Technologies: A Comparative Study at the Distribution Stage. *Electronics MDPI AG*. 9(9), 1352. <http://dx.doi.org/10.3390/electronics9091352>

Montoya, O.D., Gil-González, W. and Grisales-Noreña, L.F. (2020c, June). An exact MINLP model for optimal location and sizing of DGs in distribution networks: A general algebraic modeling system approach. *Aim Shams Engineering Journal*, 11(2). 409-18. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2019.08.011>

Nojavan, S., Jalali, M. and Zare, K. (2015, December). An MINLP approach for optimal DG unit's allocation in radial/mesh distribution systems take into account voltage stability index. *Iranian Journal of Science and Technology Transactions of Electrical Engineering*, 39(2). 155-165.

Organización de las Naciones Unidas. (2020). *Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

Pesaran, H. A. M., Nazari-Heris, M., Mohammadi-Ivatloo, B. and Seyedi, H. (2020, October 15). A hybrid genetic particle swarm optimization for distributed generation allocation in power distribution networks. *Energy*, 209, 118218. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118218>

Prakash, P. and Khatod, D. K. (2016, May). Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 111-130. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.099>

Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. (2020, enero). *PRODESEN 2020-2034*. <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

- Real Academia Española.** (2020). (m). Modelo. Diccionario de la lengua española. <https://dle.rae.es/modelo?m=form>
- Romeh, S. A., Allam, S. M., Spea, S. R., and Nasr, S. M.** (2022). Optimal Reconfiguration and Optimal Allocation of Distributed Generation Using Different Optimization Techniques. *ERJ. Engineering Research Journal*. DOI:10.21608/erjm.2022.154831.1199
- Rovatti, R., D'Ambrosio, C., Lodi, A., and Martello, S.** (2014). Optimistic MILP modeling of non-linear optimization problems. *European Journal of Operational Research*, 239(1), 32-45.
- Secretaría de Energía.** (2020, mayo). *El Gobierno de México fortalece el Sistema Eléctrico Nacional*. <https://www.gob.mx/sener/articulos/el-gobierno-de-mexico-fortalece-el-sistema-electrico-nacional#:~:text=El%20Sistema%20El%C3%A9ctrico%20Nacional%20es,98.7%25%20de%20cobertura%20del%20servicio>
- Stevenson, W. D.** (1985). Análisis de sistemas eléctricos de potencia. McGraw-Hill.
- Sultana, S. and Roy, P. K.** (2016, March). Krill herd algorithm for optimal location of distributed generator in radial distribution system. *Applied Soft Computing*, 40, 391-404. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2015.11.036>
- Tarraq, A., Elmariami, F., Belfqih, A. and Haidi, T.** (2021, February 2). Meta-heuristic optimization methods applied to renewable distributed generation planning: A review. *In E3S Web of Conferences*, 234. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123400086>
- Tawarmalani, M., and Sahinidis, N. V.** (2013). Convexification and global optimization in continuous and mixed-integer nonlinear programming: theory, algorithms, software, and applications *Springer Science & Business Media*. (Vol. 65).

- Vagaská, A., Gombár, M. and Straka, L.** (2022, March 17). Selected Mathematical Optimization Methods for Solving Problems of Engineering Practice. *Energies*, 15 (6), 2205. <https://doi.org/10.3390/en15062205>
- Vielma, J. P., Ahmed, S., and Nemhauser, G.** (2010). Mixed-integer models for nonseparable piecewise-linear optimization: Unifying framework and extensions. *Operations research*, 58(2), 303-315. <https://doi.org/10.1287/opre.1090.0721>
- Xie, Y., Li, D., Xu, Y., Wu, Q., and Yin, M.** (2021). A MILP-based restoration planning method for generator start-up considering flexible re-energizing times of transmission lines. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 124, 106357. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106357>
- Wouters, C., Fraga, E. S. and James, A. M.** (2015, June 1). An energy integrated, multi-microgrid, MILP (mixed-integer linear programming) approach for residential distributed energy system planning - A South Australian case-study. *Energy*, 85, 30-44. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.051>

APÉNDICE A

En este apartado se muestran las tablas que forman parte de los datos incorporados en la codificación en GAMS, además se muestran los ficheros LST obtenidos para los modelos MINLP y MILP. Estos ficheros se generaron cuando se detuvo de leer las ecuaciones en el software y ofrecen estas ventanas de datos para mayor interpretación. Finalmente se encuentran los seis códigos GAMS utilizados en esta investigación, tres pertenecen al modelo MINLP y los otros tres al modelo MILP, para ambos modelos se encuentran para cada tecnología empleada: fotovoltaica, eólica y biomasa. Se anexaron estas capturas para ofrecer un mejor entendimiento y para futuras referencias en investigaciones.

Tabla A1. Demanda eléctrica de la Gerencia de Control Occidental 30/06/2022.

Zona de carga	Demanda	Ploss Total
Guadalajara	27238.0774	3023.426
Querétaro	19007.1314	2204.827
León	12849.3459	1490.523
Irapuato	11752.7268	1363.315
Aguascalientes	11540.1413	1338.656
Tepic Vallarta	10192.5661	1181.374
Celaya	9848.19742	1142.391
San Luis potosí	11069.9123	1062.711
Cienega	7562.51297	839.439
San juan del rio	5036.52396	584.236
Fresnillo	3934.94976	456.454
Zacatecas	3728.70672	432.529
Morelia	4765.1518	395.507
Los altos	3491.08195	387.509
Salvatierra	3199.41762	371.132
Zamora	4375.15832	363.137
Manzanillo	3910.23208	324.549
Colima	3667.25235	304.382
Minas	2028.55629	225.169
Apatzingan	2685.80924	222.892
Zapotlan	1934.69453	214.75
Matehuala	1941.44423	186.378
Uruapan	1611.07513	133.718
Ixmiquilpan	871.709347	101.118
Jiquilpan	735.3563	61.033
Zacapu	626.40293	51.99

Tabla A2. Generación renovable en MW/h el día 30/06/2022.

Hora	Fotovoltaica	Eólica	Biomasa
1	0	2416.8752	2.9838
2	0	2386.8367	2.9835
3	0	2299.8764	2.9776
4	0	2191.5684	2.9803
5	0.0015	2105.4018	2.9794
6	0.0163	2061.5325	1.955
7	12.5034	1858.5794	2.116
8	423.893	1810.4965	2.9799
9	2497.0742	1758.3184	2.99
10	4096.6659	1669.4623	3.0031
11	4865.9498	1843.1458	3.0136
12	5023.6677	1972.4146	3.0295
13	5331.582	1893.7145	3.0325
14	5263.9728	1892.7579	3.0262
15	5044.0356	1973.9316	3.0982
16	4752.46	2120.5319	3.1602
17	4185.6331	2176.3322	3.3976
18	3664.8109	2061.028	3.3954
19	3286.2967	1975.2385	3.3664
20	1781.1052	2363.5246	3.3716
21	441.4934	2189.0909	3.2732
22	15.2114	1904.7163	3.3549
23	0.0001	2181.5527	3.3688
24	0.0001	2588.7659	3.3697

Tabla A3. Demanda entregada al RGD el día 30/06/2022.

Hora	Demanda (MW/h)	Demanda (P.U.)
1	749.177102	0.870550977
2	722.837516	0.839944125
3	707.464965	0.822081074
4	695.340674	0.807992531
5	699.876146	0.813262793
6	709.899815	0.824910393
7	734.95494	0.854024688
8	765.077746	0.889027678
9	787.184799	0.914716285
10	798.311871	0.927646049
11	804.054404	0.934318928
12	813.823293	0.945670471
13	820.243215	0.953130481
14	840.049753	0.976145869
15	840.315155	0.976454268
16	844.333678	0.981123831
17	843.87213	0.980587507
18	850.701865	0.988523725
19	828.13951	0.962306052
20	825.531163	0.959275128
21	848.718118	0.986218592
22	860.578096	1
23	828.143827	0.962311068
24	788.501632	0.916246458

Tabla A4. Generación renovable en P.U. el día 30/06/2022.

Hora	Fotovoltaica	Eólica	Biomasa
1	0	0.9336013	0.87820815
2	0	0.92199789	0.87811985
3	0	0.88840648	0.87638333
4	0	0.84656878	0.87717801
5	2.81342E-07	0.81328397	0.87691312
6	3.05725E-06	0.79633794	0.57540617
7	0.002345158	0.71794031	0.62279256
8	0.079506045	0.69936664	0.87706028
9	0.468355209	0.67921105	0.88003296
10	0.768377172	0.64488732	0.88388863
11	0.912665284	0.71197855	0.88697904
12	0.942247104	0.76191308	0.89165882
13	1	0.73151246	0.89254179
14	0.987319111	0.73114294	0.89068754
15	0.94606734	0.76249907	0.91187897
16	0.891378957	0.81912849	0.93012715
17	0.785064002	0.84068328	1
18	0.687377761	0.79614306	0.99935248
19	0.616383036	0.76300391	0.99081705
20	0.334066924	0.91299279	0.99234754
21	0.082807204	0.84561176	0.96338592
22	0.002853074	0.73576228	0.98743231
23	1.87562E-08	0.84269987	0.99152343
24	1.87562E-08	1	0.99178832

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL    OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE     MINLP           DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER   DICOPT         FROM LINE  74

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      2 Locally Optimal
**** OBJECTIVE VALUE          0.0223

RESOURCE USAGE, LIMIT      0.125 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    6    2147483647
EVALUATION ERRORS        0          0
-----
G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----      75 VARIABLE ploss.L = 0.022286  Pérdidas de potencia variables (x5 W)
----      75 VARIABLE v.L  Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000, N2 0.984511, N3 0.961803, N4 0.957046, N5 0.951050, N6 0.949154

----      75 VARIABLE X.L  Variable de ubicación óptima del GD
N6 1.000000

----      75 VARIABLE Pgd.L  Potencia activa del GDR en el nodo i(x5 W)
N6 5.000000

EXECUTION TIME      =      0.391 SECONDS      4 MB  36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License  G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A1.Fichero LST MINLP 1 GDR fotovoltaica.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL    OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE     MINLP           DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER   DICOPT         FROM LINE  74

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      2 Locally Optimal
**** OBJECTIVE VALUE          0.0208

RESOURCE USAGE, LIMIT      0.047 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    6    2147483647
EVALUATION ERRORS         0          0
-----
G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----      75 VARIABLE ploss.L = 0.020786  Pérdidas de potencia variables (x5 W)
----      75 VARIABLE v.L  Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000, N2 0.984912, N3 0.963005, N4 0.958254, N5 0.953199, N6 0.951307

----      75 VARIABLE X.L  Variable de ubicación óptima del GD
N5 1.000000,    N6 1.000000

----      75 VARIABLE Pgd.L  Potencia activa del GDR en el nodo i(x5 W)
N5 5.000000,    N6 5.000000

EXECUTION TIME      =      0.109 SECONDS      4 MB  36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License  G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A2. Fichero LST MINLP 2 GDR fotovoltaica.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MINLP           DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  DICOPT          FROM LINE  74

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      2 Locally Optimal
**** OBJECTIVE VALUE          0.0195

RESOURCE USAGE, LIMIT      0.000 100000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    6    2147483647
EVALUATION ERRORS        0          0
-----
G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----      75 VARIABLE ploss.L = 0.019516  Pérdidas de potencia variables (x5 W)
----      75 VARIABLE v.L  Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000, N2 0.985308, N3 0.964189, N4 0.959897, N5 0.954396,      N6 0.952506

----      75 VARIABLE X.L  Variable de ubicación óptima del GD
N4 1.000000,      N5 1.000000,      N6 1.000000

----      75 VARIABLE Pgd.L  Potencia activa del GDR en el nodo i(x5 W)
N4 5.000000,      N5 5.000000,      N6 5.000000

EXECUTION TIME      = 0.391 SECONDS      4 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License  G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A3.Fichero LST MINLP 3 GDR fotovoltaica.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MINLP            DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  DICOPT           FROM LINE  72

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      8 Integer Solution
**** OBJECTIVE VALUE          0.0034

RESOURCE USAGE, LIMIT      0.047 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    98   2147483647
EVALUATION ERRORS         0       0
-----
G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----      73 VARIABLE ploss.L = 0.003353  Pérdidas de potencia variables (x5W)

----      73 VARIABLE v.L  Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000, N2 0.997355, N3 1.000239, N4 0.995666, N5 0.989007, N6 0.986787

----      73 VARIABLE X.L  Variable de ubicación óptima del GD
N3 1.000000

----      73 VARIABLE Pgd.L  Potencia activa del GDR en el nodo i(x5W)
N3 0.678905

EXECUTION TIME      =  1.734 SECONDS      4 MB  36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License  G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A4.Fichero LST MINLP 1 GDR eólica.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OFF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MINLP            DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  DICOPT           FROM LINE  72

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS       8 Integer Solution
**** OBJECTIVE VALUE    0.0013

RESOURCE USAGE, LIMIT    0.078 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT   159   2147483647
EVALUATION ERRORS        0       0
-----
General Algebraic Modeling System
Execution

----      73 VARIABLE ploss.L = 0.001302 Pérdidas de potencia variables (x5W)
----      73 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000, N2 0.997301, N3 1.000078, N4 0.995505, N5 1.000089, N6 0.997894

----      73 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N3 1.000000, N5 1.000000

----      73 VARIABLE Pgd.L Potencia activa del GDR en el nodo i(x5W)
N3 0.428125, N5 0.245124

EXECUTION TIME          = 1.796 SECONDS      4 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A5.Fichero LST MINLP 2 GDR eólica.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MINLP           DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  DICOPT          FROM LINE  72

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      8 Integer Solution
**** OBJECTIVE VALUE    0.0011

RESOURCE USAGE, LIMIT    0.047 100000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT  47    2147483647
EVALUATION ERRORS       0      0
-----
G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----      73 VARIABLE ploss.L = 0.001126 Pérdidas de potencia variables (x5W)
----      73 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000, N2 0.997296, N3 1.000064, N4 0.995491, N5 1.000064,      N6 1.000064

----      73 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N3 1.000000,      N5 1.000000,      N6 1.000000

----      73 VARIABLE Pgd.L Potencia activa del GDR en el nodo i (x5W)
N3 0.428125,      N5 0.135913,      N6 0.108731

EXECUTION TIME      =      1.735 SECONDS      4 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A6.Fichero LST MINLP 3 GDR eólica.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MINLP           DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  DICOPT          FROM LINE  72

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS       8 Integer Solution
**** OBJECTIVE VALUE    0.0064

RESOURCE USAGE, LIMIT    0.047 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT   45    2147483647
EVALUATION ERRORS        0      0
-----
G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----      73 VARIABLE ploss.L =    0.006356 Pérdidas de potencia variables (x5W)
----      73 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000, N2 0.992550, N3 0.985862, N4 0.981222, N5 0.994076,    N6 1.000477

----      73 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N6 1.000000

----      73 VARIABLE Pgd.L Potencia activa del GDR en el nodo i (x5W)
N6 0.317930

EXECUTION TIME          =    0.156 SECONDS      4 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A7. Fichero LST MINLP 1 GDR biomasa.


```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MINLP           DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  DICOPT          FROM LINE  72

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      8 Integer Solution
**** OBJECTIVE VALUE          0.0013

RESOURCE USAGE, LIMIT      0.047 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    89   2147483647
EVALUATION ERRORS         0           0
-----
General Algebraic Modeling System
Execution

----      73 VARIABLE ploss.L = 0.001291 Pérdidas de potencia variables (x5W)
----      73 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000,   N2 0.996157, N3 0.996655, N4 1.000068, N5 0.997130, N6 1.000086

----      73 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N4 1.000000,   N6 1.000000

----      73 VARIABLE Pgd.L Potencia activa del GDR en el nodo i(x5W)
N4 0.265785,   N6 0.190389

EXECUTION TIME          = 1.765 SECONDS      4 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A8. Fichero LST MINLP 2 GDR biomasa.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MINLP           DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  DICOPT         FROM LINE  72

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      8 Integer Solution
**** OBJECTIVE VALUE          0.0005

RESOURCE USAGE, LIMIT          0.046 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT        135   2147483647
EVALUATION ERRORS              0         0
-----
General Algebraic Modeling System
Execution

----      73 VARIABLE ploss.L =      0.000502 Pérdidas de potencia variables (x5W)
----      73 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i
N1 1.000000,   N2 1.000013,   N3 0.997822, N4 1.000039, N5 0.997468, N6 1.000055

----      73 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N2 1.000000,   N4 1.000000,   N6 1.000000

----      73 VARIABLE Pgd.L Potencia activa del GDR en el nodo i(x5W)
N2 0.206070,   N4 0.225861,   N6 0.176726

EXECUTION TIME      =      0.125 SECONDS      4 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A9. Fichero LST MINLP 3 GDR biomasa.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL    OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE     MIP              DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER   CPLEX            FROM LINE 168

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      1 Optimal
**** OBJECTIVE VALUE          0.0465

RESOURCE USAGE, LIMIT      67.063 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    389919  2147483647

Proven optimal solution
MIP Solution:              0.046476  (389919 iterations, 20249 nodes)
Final Solve:              0.046476  (56 iterations)

Best possible:            0.046476
Absolute gap:             0.000000
Relative gap:            0.000000

G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

---- 169 VARIABLE ploss.L = 0.04648 Pérdidas de potencia variables (x5W)
---- 169 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i(kV)
N1 1.00000, N2 0.98389, N3 0.96049, N4 0.95570, N5 0.94960, N6 0.94765

---- 169 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N6 1.00000

---- 169 VARIABLE Pgd.L Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x5W)
N6 5.00000

EXECUTION TIME          = 67.156 SECONDS      6 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A10. Fichero LST MILP 1 GDR fotovoltaica

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MIP              DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  CPLEX           FROM LINE  168

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS       1 Optimal
**** OBJECTIVE VALUE                    0.0458

RESOURCE USAGE, LIMIT      110.125 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    691400   2147483647

Proven optimal solution
MIP Solution:              0.045755   (691400 iterations, 58558 nodes)
Final Solve:              0.045755   (160 iterations)

Best possible:            0.045755
Absolute gap:             0.000000
Relative gap:            0.000000

G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----   169 VARIABLE ploss.L = 0.04575 Pérdidas de potencia variables (x5W)
----   169 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i(kV)
N1 1.00000, N2 0.98428, N3 0.96166, N4 0.95686,   N5 0.95169,   N6 0.94978

----   169 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N5 1.00000,   N6 1.00000

----   169 VARIABLE Pgd.L Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x5W)
N5 5.00000,   N6 5.00000

EXECUTION TIME      = 110.235 SECONDS      6 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A11. Fichero LST MILP 2 GDR fotovoltaica.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MIP              DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  CPLEX            FROM LINE 168

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      1 Optimal
**** OBJECTIVE VALUE                    0.0446

RESOURCE USAGE, LIMIT      434.313 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    1796898  2147483647

Proven optimal solution
MIP Solution:              0.044562  (1796898 iterations, 246753 nodes)
Final Solve:               0.044562  (159 iterations)

Best possible:             0.044562
Absolute gap:              0.000000
Relative gap:              0.000000

G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

---- 169 VARIABLE ploss.L = 0.04456 Pérdidas de potencia variables (x5W)
---- 169 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i(kV)
N1 1.00000, N2 0.98467, N3 0.96286, N4 0.95852, N5 0.95292, N6 0.95102

---- 169 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N4 1.00000, N5 1.00000, N6 1.00000

---- 169 VARIABLE Pgd.L Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x5W)
N4 5.00000, N5 5.00000, N6 5.00000

EXECUTION TIME = 434.610 SECONDS 6 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A12. Fichero LST MILP 3 GDR fotovoltaica

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL    OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE     MIP              DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER   CPLEX            FROM LINE  169

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS      1 Optimal
**** OBJECTIVE VALUE          0.0147

RESOURCE USAGE, LIMIT      1140.734 100000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    8205657  2147483647

Proven optimal solution
MIP Solution:              0.014668 (8205657 iterations, 695485 nodes)
Final Solve:               0.014668 (51 iterations)

Best possible:             0.014668
Absolute gap:              0.000000
Relative gap:              0.000000

G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

---- 170 VARIABLE ploss.L = 0.01467 Pérdidas de potencia variables (x5W)
---- 170 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i (kV)
N1 1.00000, N2 0.99721, N3 1.00000, N4 0.99533, N5 0.98849, N6 0.98624

---- 170 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N3 1.00000

---- 170 VARIABLE Pgd.L Salida de potencia activa del GD en el nodo i (x5W)
N3 0.68670

EXECUTION TIME = 1140.922 SECONDS 6 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A13. Fichero LST MILP 1 GDR eólica

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MIP              DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  CPLEX            FROM LINE 169

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS       1 Optimal
**** OBJECTIVE VALUE                    0.0090

RESOURCE USAGE, LIMIT      15388.485 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT  99437384   2147483647

Proven optimal solution
MIP Solution:              0.008974   (99437384 iterations, 7893767 nodes)
Final Solve:               0.008974   (181 iterations)

Best possible:             0.008974
Absolute gap:              0.000000
Relative gap:              0.000000

G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

---- 170 VARIABLE ploss.L = 0.00897 Pérdidas de potencia variables (x5W)
---- 170 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i(kV)
N1 1.00000, N2 0.99582, N3 0.99582, N4 0.99811, N5 0.99811, N6 0.99587

---- 170 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N4 1.00000, N5 1.00000

---- 170 VARIABLE Pgd.L Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x5W)
N4 0.30662, N5 0.29802

EXECUTION TIME = 15388.968 SECONDS 6 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A14. Fichero LST MILP 2 GDR eólica.

Nodes		Objective	IInf	Best Integer	Cuts/		Gap
Node	Left				Best Bound	ItCnt	
Elapsed time = 77955.56 sec. (60161016.91 ticks, tree = 4982.19 MB, solutions = 11)							
Nodefile size = 2934.31 MB (1256.02 MB after compression)							
29770974	4560427	0.0000	83	0.0047	0.0000	3.86e+08	100.00%
29778210	4561188	0.0028	65	0.0047	0.0000	3.86e+08	100.00%
29785466	4561646	cutoff		0.0047	0.0000	3.86e+08	100.00%
29792747	4562379	0.0000	82	0.0047	0.0000	3.86e+08	100.00%
29800046	4563195	0.0000	85	0.0047	0.0000	3.86e+08	100.00%
29807237	4563863	cutoff		0.0047	0.0000	3.87e+08	100.00%
29814425	4564793	-0.0000	72	0.0047	0.0000	3.87e+08	100.00%
29821635	4565556	0.0038	81	0.0047	0.0000	3.87e+08	100.00%
29829037	4566836	0.0000	83	0.0047	0.0000	3.87e+08	100.00%
29836205	4567772	0.0038	69	0.0047	0.0000	3.87e+08	100.00%

Figura A15. Fichero LST MILP 3 GDR eólica.


```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MIP              DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  CPLEX            FROM LINE  169

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS       1 Optimal
**** OBJECTIVE VALUE          0.0147

RESOURCE USAGE, LIMIT      666.125 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT    6309241  2147483647

Proven optimal solution
MIP Solution:              0.014668 (6309241 iterations, 512965 nodes)
Final Solve:               0.014668 (47 iterations)

Best possible:             0.014668
Absolute gap:              0.000000
Relative gap:              0.000000

G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

---- 170 VARIABLE ploss.L = 0.01467 Pérdidas de potencia variables (x5W)
---- 170 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i(kV)
N1 1.00000, N2 0.99721, N3 1.00000, N4 0.99533, N5 0.98849, N6 0.98624

---- 170 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N3 1.00000

---- 170 VARIABLE Pgd.L Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x5W)
N3 0.51168

EXECUTION TIME = 666.359 SECONDS 6 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A16. Fichero LST MILP 1 GDR biomasa.

```

          S O L V E      S U M M A R Y

MODEL   OPF              OBJECTIVE  ploss
TYPE    MIP              DIRECTION  MINIMIZE
SOLVER  CPLEX           FROM LINE  168

**** SOLVER STATUS      1 Normal Completion
**** MODEL STATUS       1 Optimal
**** OBJECTIVE VALUE    0.0090

RESOURCE USAGE, LIMIT    9526.328 10000000000.000
ITERATION COUNT, LIMIT  61471048  2147483647

Proven optimal solution
MIP Solution:            0.008974 (61471048 iterations, 5483617 nodes)
Final Solve:            0.008974 (171 iterations)

Best possible:          0.008974
Absolute gap:           0.000000
Relative gap:           0.000000

G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
E x e c u t i o n

----  169 VARIABLE ploss.L = 0.00897 Pérdidas de potencia variables (x5W)
----  169 VARIABLE v.L Magnitud del voltaje en el nodo i(kV)
N1 1.00000, N2 0.99582, N3 0.99582, N4 0.99719, N5 1.00000, N6 0.99775

----  169 VARIABLE X.L Variable de ubicación óptima del GD
N4 1.00000, N5 1.00000

----  169 VARIABLE Pgd.L Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x5W)
N4 0.19749, N5 0.25304

EXECUTION TIME = 9527.297 SECONDS 6 MB 36.2.0 r433180e WEX-WEI

USER: Fabricio Napoles Rivera, Single User License G170403/0001AO-WIN
      Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, ChemicalDC10239
      License for teaching and research at degree granting institutions

```

Figura A17. Fichero LST MILP 2 GDR biomasa.

Nodes		Objective	IInf	Best Integer	Cuts/		Gap
Node	Left				Best Bound	ItCnt	
Elapsed time = 77741.70 sec. (57720616.69 ticks, tree = 790.98 MB, solutions = 12)							
Nodefile size = 202.35 MB (80.77 MB after compression)							
22135171	595578	0.0038	48	0.0047	0.0038	4.78e+08	19.02%
22141160	591832	cutoff		0.0047	0.0038	4.78e+08	19.02%
22146945	588367	cutoff		0.0047	0.0038	4.78e+08	19.02%
22152637	584722	cutoff		0.0047	0.0038	4.79e+08	19.02%
22159075	580203	cutoff		0.0047	0.0038	4.79e+08	19.02%
22165948	575402	0.0038	63	0.0047	0.0038	4.79e+08	19.02%
22172574	571033	0.0038	75	0.0047	0.0038	4.79e+08	19.02%
22178955	566932	cutoff		0.0047	0.0038	4.79e+08	19.02%
22185059	563203	0.0038	48	0.0047	0.0038	4.79e+08	19.02%
22190834	559743	0.0047	86	0.0047	0.0038	4.79e+08	19.02%

Figura A18. Fichero LST MILP 3 GDR biomasa.

```

1 SETS
2 i conjunto de nodos /N1*N6/
3 g conjunto de generadores /G1/
4 map (g,i) nodo asociado con generador /G1.N1 /;
5 alias (i,j);
6 *La máxima potencia de la GDR es de 500 kW
7 SCALARS
8 PGMIN potencia mínima de salida por GDR /0/
9 PGMAX potencia máxima de salida por GDR /5/
10 NGMAX GD Disponibles /0/
11 vmax Limite de voltaje máximo /1.10/
12 vmin Limite de voltaje mínimo /0.90/
13 ;
14 TABLE Gbus (i,j ,*)
15     Gij
16 N1.N1 39.2538523925385
17 N2.N1 -39.2538523925385
18 N1.N2 -39.2538523925385
19 N2.N2 58.8728228019427
20 N3.N2 -19.6189704094041
21 N2.N3 -19.6189704094041
22 N3.N3 68.7863929415566
23 N4.N3 -32.9475833900613
24 N5.N3 -16.2198391420912
25 N3.N4 -32.9475833900613
26 N4.N4 32.9475833900613
27 N3.N5 -16.2198391420912
28 N5.N5 52.7481410288836
29 N6.N5 -36.5283018867925
30 N5.N6 -36.5283018867925
31 N6.N6 36.5283018867925
32 ;
33 *PV GENERACIÓN LIQUIDADADA EN EL CENACE (SIN)/30 DE JUNIO DEL 2022
34 *Vdem con hora 22
35 *Vdem DEMANDA EN EL CENACE (SEN) /30 DE JUNIO DEL 2022
36 *VDEM Y PV ESTÁN DADAS EN SISTEMAS POR UNIDAD (P.U.)
37 TABLE BUS(i,*)
38     P1          Vdem          PV
39     *          (x5W)
40 N1 0.00 1.000000000 0.002853074
41 N2 0.16 1.000000000 0.002853074
42 N3 0.11 1.000000000 0.002853074
43 N4 0.15 1.000000000 0.002853074
44 N5 0.10 1.000000000 0.002853074
45 N6 0.08 1.000000000 0.002853074
46 ;
47 VARIABLES
48 ploss Pérdidas de potencia variables (x5 W),
49 v(i) Magnitud del voltaje en el nodo i,
50 p(g) Potencia activa del generador convencional en el nodo i,
51 Pgd(i) Potencia activa del GDR en el nodo i(x5 W)
52 ;
53 BINARY VARIABLES X(i) Variable de ubicación óptima del GD;
54 v.lo(i)= vmin;
55 v.up(i)= vmax;
56 v.fx('N1')=1.0;
57 EQUATIONS
58 ObjFun Función objetivo,
59 PowerA (i) Balance de potencia activa por nodo,
60 TGEN número de GD disponibles,
61 MAXGD(i) salida máxima de potencia activa del GD,
62 MINGD(i) salida mínima de potencia activa del GD
63 ;
64
65 ObjFun .. ploss =E= SUM (i,v(i)*SUM (j,v(j)* Gbus (i,j,'Gij')));
66 PowerA (i).. sum ( g$map (g,i),p(g))+ Pgd(i)*bus (i,'PV')
67 - BUS (i,'P1')*bus(i,'Vdem') =E= v(i)* SUM (j,v(j)
68 * Gbus (i,j,'Gij'));
69
70 TGEN.. SUM(i,x(i)) =L= NGmax;
71 MAXGD(i).. pgd(i) =G= x(i)*PGmin;
72 MINGD(i).. pgd(i) =L= x(i)*PGmax;
73
74 MODEL OPF / ALL /;
75 OPTIONS decimals = 6;
76 SOLVE OPF us minlp min ploss ;
77 DISPLAY ploss.l, v.l, x.l, pgd.l ;

```

Figura A19. Código GAMS MINLP fotovoltaica.

```

1 SETS
2 i conjunto de nodos /N1*N6/
3 g conjunto de generadores /G1/
4 map (g,i) nodo asociado con generador /G1.N1 /;
5 alias (i,j);
6 *La máxima potencia de la GDR es de 500 kW
7 SCALARS
8 PGMIN potencia mínima de salida por GDR /0/
9 PGMAX potencia máxima de salida por GDR /5/
10 NGMAX GD Disponibles /0/
11 vmax Limite de voltaje máximo /1.10/
12 vmin Limite de voltaje mínimo /0.90/
13 ;
14 TABLE Gbus (i,j ,*)
15     Gij
16 N1.N1 39.2538523925385
17 N2.N1 -39.2538523925385
18 N1.N2 -39.2538523925385
19 N2.N2 58.8728228019427
20 N3.N2 -19.6189704094041
21 N2.N3 -19.6189704094041
22 N3.N3 68.7863929415566
23 N4.N3 -32.9475833900613
24 N5.N3 -16.2198391420912
25 N3.N4 -32.9475833900613
26 N4.N4 32.9475833900613
27 N3.N5 -16.2198391420912
28 N5.N5 52.7481410288836
29 N6.N5 -36.5283018867925
30 N5.N6 -36.5283018867925
31 N6.N6 36.5283018867925
32 ;
33 *WD GENERACIÓN LIQUIDADADA EN EL CENACE (SIN)/30 DE JUNIO DEL 2022
34 *VDem con hora 22
35 *VDem DEMANDA EN EL CENACE (SEN) /30 DE JUNIO DEL 2022
36 *VDEM Y WD ESTÁN DADAS EN SISTEMAS POR UNIDAD (P.U.)
37 TABLE BUS (i,*)
38     P1          Vdem          WD
39     *
40     * (x5W)
41 N1 0.00 1.000000000 0.73576228
42 N2 0.16 1.000000000 0.73576228
43 N3 0.11 1.000000000 0.73576228
44 N4 0.15 1.000000000 0.73576228
45 N5 0.10 1.000000000 0.73576228
46 N6 0.08 1.000000000 0.73576228
47 ;
48 VARIABLES
49 ploss Pérdidas de potencia variables (x5W),
50 v(i) Magnitud del voltaje en el nodo i,
51 p(g) Potencia activa del generador convencional en el nodo i,
52 Pgd(i) Potencia activa del GDR en el nodo i(x5W)
53 ;
54 BINARY VARIABLES X(i) Variable de ubicación óptima del GD;
55 v.lo(i)= vmin;
56 v.up(i)= vmax;
57 v.fx('N1')=1.0;
58 EQUATIONS
59 ObjFun Función objetivo,
60 PowerA (i) Balance de potencia activa por nodo,
61 TGEN número de GD disponibles,
62 MAXGD(i) salida máxima de potencia activa del GD,
63 MINGD(i) salida mínima de potencia activa del GD
64 ;
65 ObjFun .. ploss =E= SUM (i,v(i)*SUM (j,v(j)* Gbus (i,j,'Gij')));
66 PowerA (i).. sum ( g$map (g,i),p(g))+ Pgd(i)*bus (i,'WD')
67 - BUS (i,'P1')*bus(i,'VDem') =E= v(i)* SUM (j,v(j)
68 * Gbus (i,j,'Gij'));
69
70 TGEN.. SUM(i,x(i)) =L= NGmax;
71 MAXGD(i).. pgd(i) =G= x(i)*PGmin;
72 MINGD(i).. pgd(i) =L= x(i)*PGmax;
73
74 MODEL OPF / ALL /;
75 OPTIONS decimals = 6;
76 SOLVE OPF us minlp min ploss ;
77 DISPLAY ploss.l, v.l, x.l, pgd.l ;

```

Figura A20. Código GAMS MINLP eólica.

```

1 SETS
2 i conjunto de nodos /N1*N6/
3 g conjunto de generadores /G1/
4 map (g,i) nodo asociado con generador /G1.N1 /;
5 alias (i,j);
6 *La máxima potencia de la GDR es de 500 kW
7 SCALARS
8 PGMIN potencia mínima de salida por GDR /0/
9 PGMAX potencia máxima de salida por GDR /5/
10 NGMAX GD Disponibles /0/
11 vmax Limite de voltaje máximo /1.10/
12 vmin Limite de voltaje mínimo /0.90/
13 ;
14 TABLE Gbus (i,j ,*)
15     Gij
16 N1.N1 39.2538523925385
17 N2.N1 -39.2538523925385
18 N1.N2 -39.2538523925385
19 N2.N2 58.8728228019427
20 N3.N2 -19.6189704094041
21 N2.N3 -19.6189704094041
22 N3.N3 68.7863929415566
23 N4.N3 -32.9475833900613
24 N5.N3 -16.2198391420912
25 N3.N4 -32.9475833900613
26 N4.N4 32.9475833900613
27 N3.N5 -16.2198391420912
28 N5.N5 52.7481410288836
29 N6.N5 -36.5283018867925
30 N5.N6 -36.5283018867925
31 N6.N6 36.5283018867925
32 ;
33 *BS GENERACIÓN LIQUIDADADA EN EL CENACE (SIN)/30 DE JUNIO DEL 2022
34 *Vdem con hora 22
35 *Vdem DEMANDA EN EL CENACE (SEN) /30 DE JUNIO DEL 2022
36 *VDEM Y BS ESTÁN DADAS EN SISTEMAS POR UNIDAD (P.U.)
37 TABLE BUS (i,*)
38     P1      Vdem      BS
39     *      (x5W)
40 N1 0.00 1.000000000 0.987432305
41 N2 0.16 1.000000000 0.987432305
42 N3 0.11 1.000000000 0.987432305
43 N4 0.15 1.000000000 0.987432305
44 N5 0.10 1.000000000 0.987432305
45 N6 0.08 1.000000000 0.987432305
46 ;
47 VARIABLES
48 ploss Pérdidas de potencia variables (x5W),
49 v(i) Magnitud del voltaje en el nodo i,
50 p(g) Potencia activa del generador convencional en el nodo i,
51 Pgd(i) Potencia activa del GDR en el nodo i(x5W)
52 ;
53 BINARY VARIABLES X(i) Variable de ubicación óptima del GD;
54 v.lo(i)= vmin;
55 v.up(i)= vmax;
56 v.fx('N1')=1.0;
57 EQUATIONS
58 ObjFun Función objetivo,
59 PowerA (i) Balance de potencia activa por nodo,
60 TGEN número de GD disponibles,
61 MAXGD(i) salida máxima de potencia activa del GD,
62 MINGD(i) salida mínima de potencia activa del GD
63 ;
64
65 ObjFun .. ploss =E= SUM (i,v(i)*SUM (j,v(j)* Gbus (i,j,'Gij')));
66 PowerA (i).. sum ( g$map (g,i),p(g))+Pgd(i)*bus (i,'BS')
67 - BUS(i,'P1')*bus(i,'Vdem') =E= v(i)* SUM (j,v(j)
68 * Gbus (i,j,'Gij'));
69
70 TGEN.. SUM(i,x(i)) =L= NGmax;
71 MAXGD(i).. pgd(i) =G= x(i)*PGmin;
72 MINGD(i).. pgd(i) =L= x(i)*PGmax;
73
74 MODEL OPF / ALL /;
75 OPTIONS decimals = 6;
76 SOLVE OPF us minlp min ploss ;
77 DISPLAY ploss.l, v.l, x.l, pgd.l;
--

```

Figura A21. Código GAMS MINLP biomasa.

```

1 sets
2 i conjunto de nodos /N1*N6/
3 g conjunto de generadores /G1/
4 map (g,i) nodo asociada con generadores /G1.N1 /;
5 alias (i,j);
6 set r intervalos /a0*a8/
7   JX1(r) / a2,a6/
8   JX1(r) / a0,a4,a8/
9   JX2(r) / a3,a4,a5/
10  JX2(r) / a0,a1,a7,a8/
11  JX3(r) / a5,a6,a7,a8/
12  JX3(r) / a0,a1,a2,a3/
13  JX4(r) / /
14  JX4(r) / a0,a1,a2,a3,a4,a5,a6,a7/
15  even(r) / a0,a2,a4,a6,a8/
16  odd(r) / a1,a3,a5,a7/
17 LVLV2 (EVEN,ODD) / (a0,a2,a4,a6,a8) . (a1,a3,a5,a7) /
18 RVLV2 (ODD,EVEN) / (a1,a3,a5,a7) . (a0,a2,a4,a6,a8) /;
19 alias (r,s);
20 *La máxima potencia de la GDR es de 500 kW
21 scalars
22 PGMIN potencia mínima de salida por DG /0/
23 PGMAX potencia máxima de salida por DG /5/
24 NGMAX GD Disponibles /0/
25 vmax limite de voltaje máximo /1.10/
26 vmin limite de voltaje mínimo /0.90/
27 v0 voltaje Slack /1.00/;
28 scalar DIX rango del intervalo en x;          DIX=(VMAX-VMIN)/(card(r)-1);
29 scalar DIY rango del intervalo en y;          DIY=(VMAX-VMIN)/(card(r)-1);
30 scalar COUNT;                                COUNT=0;
31 ////////////////////////////////////// PARA DISCRETIZAR
32 parameter VIK(r),VJK(r) punto de ruptura para x e y;
33 loop ( r$(COUNT LE (card(r)-1)),VIK(r)=VMIN+DIX*COUNT; COUNT=COUNT+1); COUNT=0;
34 loop ( r$(COUNT LE (card(r)-1)),VJK(r)=VMIN+DIY*COUNT; COUNT=COUNT+1); COUNT=0;
35 parameter V1(r,s) variables de limites de voltajes en los nodos i;
36 V1(r,s)=VIK(r)*VJK(s);
37 display VIK, VJK,V1;
38 table Gbus (i,j ,*)
39   Gij
40 N1.N1 39.2538523925385
41 N2.N1 -39.2538523925385
42 N1.N2 -39.2538523925385
43 N2.N2 58.8728228019427
44 N3.N2 -19.6189704094041
45 N2.N3 -19.6189704094041
46 N3.N3 68.7863929415566
47 N4.N3 -32.9475833900613
48 N5.N3 -16.2198391420912
49 N3.N4 -32.9475833900613
50 N4.N4 32.9475833900613
51 N3.N5 -16.2198391420912
52 N5.N5 52.7481410288836
53 N6.N5 -36.5283018867925
54 N5.N6 -36.5283018867925
55 N6.N6 36.5283018867925
56 ;
57 *PV Generación liquidada en el CENACE (SIN)/30 de junio del 2022
58 *VDem con hora 22 pico
59 *VDem Demanda en el CENACE (SEN) /30 de junio del 2022
60 *VDEM Y PV están dadas en Sistemas por Unidad (P.U.)
61 table bus(i,*)
62   PL      VDem      EV
63   (x5W)
64 N1 0.00 0.0000000000 0.0000000000
65 N2 0.16 1.0000000000 0.002853074
66 N3 0.11 1.0000000000 0.002853074
67 N4 0.15 1.0000000000 0.002853074
68 N5 0.10 1.0000000000 0.002853074
69 N6 0.08 1.0000000000 0.002853074
70 ;
71 variables
72 ploss Pérdidas de potencia variables (x5W),
73 v(i) Magnitud del voltaje en el nodo i(kV),
74 w(i,j) cambio de variable Vi*Vj
75 p(g) Generación de potencia activa en el nodo i (x5W),
76 Pgd(i) Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x5W)
77 V2(r,s,I,J) voltaje seccionado de r iteraciones para cada nodo i.
78 ;
79 binary variables X(i) Variable de ubicación óptima del GD;
80 v.lo(i)= vmin;
81 v.up(i)= vmax;
82 v.fx('N1')=1.0;
83 w.lo(i,j)=v.lo(i)*v.lo(j);
84 w.up(i,j)=v.up(i)*v.up(j);
85 V2.lo(r,s,I,J)=0;
86 V2.up(r,s,I,J)=1;
87 binary variables
88 ZX1IJ(I,J)
89 ZY1IJ(I,J)
90 ZX2IJ(I,J)
91 ZY2IJ(I,J)
92 ZX3IJ(I,J)
93 ZY3IJ(I,J)
94 ZX4IJ(I,J)
95 ZY4IJ(I,J)
96 ZOIJ(I,J) ;
97 alias (i,j);
98 Gbus(i,j,'Gij')$(ord(i) GT ord(j))=Gbus(j,i,'Gij');
99 equations
100 ObjFun Función objetivo,
101 PowerA (i) Balance de potencia activa por nodo
102 ;
103 ObjFun .. ploss =E= sum (i,j), W(I,J)* Gbus (i,j,'Gij');
104 PowerA (i) .. sum ( g$map (g,i),p(g)) + pgd(i)*bus(i,'PV') - bus(i,'EL')* bus(i,'VDem')=E= sum (j,
105   W(I,J)* Gbus (i,j,'Gij'));
106 equation ec0(I,J); ec0(I,J).. sum((r,s),V1(r,s)*V2(r,s,I,J))=E=W(I,J);
107 equation ec1(I,J); ec1(I,J).. sum((JX1,r), V2(JX1,r,I,J)) =L=ZX1IJ(I,J);
108 equation ec2(I,J); ec2(I,J).. sum((JX1,r), V2(JX1,r,I,J)) =L=1-2X1IJ(I,J);
109 equation ec3(I,J); ec3(I,J).. sum((JX2,r), V2(JX2,r,I,J)) =L=ZX2IJ(I,J);
110 equation ec4(I,J); ec4(I,J).. sum((JX2,r), V2(JX2,r,I,J)) =L=1-2X2IJ(I,J);
111 equation ec5(I,J); ec5(I,J).. sum((JX3,r), V2(JX3,r,I,J)) =L=ZX3IJ(I,J);
112 equation ec6(I,J); ec6(I,J).. sum((JX3,r), V2(JX3,r,I,J)) =L=1-2X3IJ(I,J);
113 equation ec7(I,J); ec7(I,J).. sum((JX4,r), V2(JX4,r,I,J)) =L=ZX4IJ(I,J);
114 equation ec8(I,J); ec8(I,J).. sum((JX4,r), V2(JX4,r,I,J)) =L=1-2X4IJ(I,J);
115 equation ec9(I,J); ec9(I,J).. sum((r,JX1), V2(r,JX1,I,J)) =L=ZY1IJ(I,J);
116 equation ec10(I,J); ec10(I,J).. sum((r,JX1), V2(r,JX1,I,J)) =L=1-ZY1IJ(I,J);
117 equation ec11(I,J); ec11(I,J).. sum((r,JX2), V2(r,JX2,I,J)) =L=ZY2IJ(I,J);
118 equation ec12(I,J); ec12(I,J).. sum((r,JX2), V2(r,JX2,I,J)) =L=1-ZY2IJ(I,J);
119 equation ec13(I,J); ec13(I,J).. sum((r,JX3), V2(r,JX3,I,J)) =L=ZY3IJ(I,J);
120 equation ec14(I,J); ec14(I,J).. sum((r,JX3), V2(r,JX3,I,J)) =L=1-ZY3IJ(I,J);
121 equation ec15(I,J); ec15(I,J).. sum((r,JX4), V2(r,JX4,I,J)) =L=ZY4IJ(I,J);
122 equation ec16(I,J); ec16(I,J).. sum((r,JX4), V2(r,JX4,I,J)) =L=1-ZY4IJ(I,J);
123 equation ec17(I,J); ec17(I,J).. sum((EVEN,ODD)$ (LVLV2 (EVEN,ODD)), V2 (EVEN,ODD,I,J))=L=ZOIJ(I,J);
124 equation ec18(I,J); ec18(I,J).. sum((ODD,EVEN)$ (RVLV2 (ODD,EVEN)), V2 (ODD,EVEN,I,J))=L=1-ZOIJ(I,J);
125 equation ec19(I,J); ec19(I,J).. sum((r,s), V2(r,s,I,J)) =E=1;
126 equation ec20(I,J); ec20(I,J).. sum((r,s), V2(r,s,I,J)*VIK(r))=E=V(I);
127 equation ec21(I,J); ec21(I,J).. sum((r,s), V2(r,s,I,J)*VJK(s))=E=V(J);
128 equations
129 TGEN número de GD disponibles,
130 MAXGD (i) salida máxima de potencia activa del GD
131 MINGD (i) salida mínima de potencia activa del GD
132 ;
133 TGEN .. sum(i,x(i)) =L= NGmax;
134 MAXGD (i) .. pgd(i) =G= x(i)*PGmin;
135 MINGD (i) .. pgd(i) =L= x(i)*PGmax;
136 model OFF / ALL /;
137 options decimals = 5;
138 solve OFF us mip min ploss ;
139 display ploss.1, v.1, x.1, pgd.1 ;

```

Figura A22. Código GAMS MILP fotovoltaica.


```

1 sets
2 i conjunto de nodos /N1*N6/
3 g conjunto de generadores /G1/
4 map (g,i) nodo asociada con generadores /G1.N1 /;
5 alias (i,j);
6 set r intervalos /a0*a6/
7   JX1(r) / a2,a6/
8   JOX1(r) / a0,a4,a8/
9   JX2(r) / a3,a4,a5/
10  JOX2(r) / a0,a1,a7,a8/
11  JX3(r) / a5,a6,a7,a8/
12  JOX3(r) / a0,a1,a2,a3/
13  JX4(r) /
14  JOX4(r) / a0,a1,a2,a3,a4,a5,a6,a7/
15  even(r) / a0,a2,a4,a6,a8/
16  ODD(r) / a1,a3,a5,a7/
17  LV1V2 (EVEN,ODD) / (a0,a2,a4,a6,a8) . (a1,a3,a5,a7) /
18  RV1V2 (ODD,EVEN) / (a1,a3,a5,a7) . (a0,a2,a4,a6,a8) /;
19 alias (r,s);
20 *La máxima potencia de la GDR es de 500 kW
21 scalars
22 FGMIN potencia mínima de salida por DG /0/
23 FGMAX potencia máxima de salida por DG /5/
24 NGMAX GD Disponibles /0/
25 vmax limite de voltaje máximo /1.10/
26 vmin limite de voltaje mínimo /0.90/
27 v0 voltaje Slack /1.00/;
28 scalar DIX rango del intervalo en x;          DIX=(VMAX-VMIN)/(card(r)-1);
29 scalar DIY rango del intervalo en y;          DIY=(VMAX-VMIN)/(card(r)-1);
30 scalar COUNT;                                COUNT=0;
31 *//////////////////// PARA DISCRETIZAR
32 parameter VIK(r),VJK(r) punto de ruptura para x e y;
33 loop ( r$(COUNT LE (card(r)-1)),VIK(r)=VMIN+DIX*COUNT; COUNT=COUNT+1); ; COUNT=0;
34 loop ( r$(COUNT LE (card(r)-1)),VJK(r)=VMIN+DIY*COUNT; COUNT=COUNT+1); ; COUNT=0;
35 parameter V1(r,s) variables de límites de voltajes en los nodos i;
36 V1(r,s)=VIK(r)*VJK(s);
37 display VIK, VJK, V1;
38 table Gbus (i,j ,*)
39   G1j
40 N1.N1 39.2538523925385
41 N2.N1 -39.2538523925385
42 N1.N2 -39.2538523925385
43 N2.N2 58.8728228019427
44 N3.N2 -19.6189704094041
45 N2.N3 -19.6189704094041
46 N3.N3 68.7563929415566
47 N4.N3 -32.9475833900613
48 N5.N3 -16.2198391420912
49 N3.N4 -32.9475833900613
50 N4.N4 32.9475833900613
51 N3.N5 -16.2198391420912
52 N5.N5 52.7481410288836
53 N6.N5 -36.5283018867925
54 N5.N6 -36.5283018867925
55 N6.N6 36.5283018867925
56 ;
57 *FD GENERACIÓN LIQUIDADADA EN EL CENACE (SIN) /30 DE JUNIO DEL 2022
58 *Vdem con hora 22
59 *Vdem DEMANDA EN EL CENACE (SEN) /30 DE JUNIO DEL 2022
60 *VDEM Y WD ESTÁN DADAS EN SISTEMAS POR UNIDAD (P.U.)
61 TABLE BUS (1,*)
62   PL      Vdem      WD
63   *      (x$W)
64 N1      0.00      1.000000000      0.73576228
65 N2      0.16      1.000000000      0.73576228
66 N3      0.11      1.000000000      0.73576228
67 N4      0.15      1.000000000      0.73576228
68 N5      0.10      1.000000000      0.73576228
69 N6      0.08      1.000000000      0.73576228
70 *
71 variables
72 ploss Pérdidas de potencia variables (x$W),
73 v(i) Magnitud del voltaje en el nodo i(kV),
74 w(i,j) cambio de variable Vi*Vj
75 p(g) Generación de potencia activa en el nodo i(x$W),
76 Fgd(i) Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x$W)
77 V2(r,s,I,J) voltaje seccionado de r iteraciones para cada nodo i.
78 ;
79 binary variables X(i) Variable de ubicación óptima del GD:
80 v.lo(i)= vmin;
81 v.up(i)= vmax;
82 v.fx('N1')=1.0;
83 w.lo(i,j)=v.lo(i)*v.lo(j);
84 w.up(i,j)=v.up(i)*v.up(j);
85 V2.lo(r,s,I,J)=0;
86 V2.up(r,s,I,J)=1;
87 binary variables
88 ZX1I(I,J)
89 ZY1I(I,J)
90 ZX2I(I,J)
91 ZY2I(I,J)
92 ZX3I(I,J)
93 ZY3I(I,J)
94 ZX4I(I,J)
95 ZY4I(I,J)
96 Z0I(I,J) ;
97 alias (i,j);
98 Gbus(i,j,'G1j')$(ord(i) GT ord(j))=Gbus(j,i,'G1j');
99 equations
100 ObjFun Función objetivo,
101 PowerA (i) Balance de potencia activa por nodo
102 ;
103 ObjFun .. ploss =E= sum ((i,j), W(I,J)* Gbus (i,j,'G1j'));
104 PowerA (i) .. sum ( g$map (g,i),P(g)) + pgd(i)*BUS(i,'WD') - BUS(i,'PL')* BUS(i,'Vdem')=E= SUM (j, W(I,J)* Gbus (i,j,'G1j'));
105   W(I,J)* Gbus (i,j,'G1j');
106 equation ec0(I,J); ec0(I,J).. sum((r,s),V1(r,s)*V2(r,s,I,J))=E=W(I,J);
107 equation ec1(I,J); ec1(I,J).. sum((JX1,r), V2(JX1,r,I,J)) =L=ZX1I(I,J);
108 equation ec2(I,J); ec2(I,J).. sum((JOX1,r),V2(JOX1,r,I,J)) =L=1-ZX1I(I,J);
109 equation ec3(I,J); ec3(I,J).. sum((JX2,r), V2(JX2,r,I,J)) =L=2ZX2I(I,J);
110 equation ec4(I,J); ec4(I,J).. sum((JOX2,r),V2(JOX2,r,I,J)) =L=1-2ZX2I(I,J);
111 equation ec5(I,J); ec5(I,J).. sum((JX3,r), V2(JX3,r,I,J)) =L=2ZX3I(I,J);
112 equation ec6(I,J); ec6(I,J).. sum((JOX3,r),V2(JOX3,r,I,J)) =L=1-2ZX3I(I,J);
113 equation ec7(I,J); ec7(I,J).. sum((JX4,r), V2(JX4,r,I,J)) =L=2ZX4I(I,J);
114 equation ec8(I,J); ec8(I,J).. sum((JOX4,r),V2(JOX4,r,I,J)) =L=1-2ZX4I(I,J);
115 equation ec9(I,J); ec9(I,J).. sum((r,JX1), V2(r,JX1,I,J)) =L=2Y1I(I,J);
116 equation ec10(I,J); ec10(I,J).. sum((r,JOX1),V2(r,JOX1,I,J)) =L=1-2Y1I(I,J);
117 equation ec11(I,J); ec11(I,J).. sum((r,JX2), V2(r,JX2,I,J)) =L=2Y2I(I,J);
118 equation ec12(I,J); ec12(I,J).. sum((r,JOX2),V2(r,JOX2,I,J)) =L=1-2Y2I(I,J);
119 equation ec13(I,J); ec13(I,J).. sum((r,JX3), V2(r,JX3,I,J)) =L=2Y3I(I,J);
120 equation ec14(I,J); ec14(I,J).. sum((r,JOX3),V2(r,JOX3,I,J)) =L=1-2Y3I(I,J);
121 equation ec15(I,J); ec15(I,J).. sum((r,JX4), V2(r,JX4,I,J)) =L=2Y4I(I,J);
122 equation ec16(I,J); ec16(I,J).. sum((r,JOX4),V2(r,JOX4,I,J)) =L=1-2Y4I(I,J);
123 equation ec17(I,J); ec17(I,J).. sum((EVEN,ODD)$ (LV1V2 (EVEN,ODD)), V2 (EVEN,ODD,I,J))=L=20I(I,J);
124 equation ec18(I,J); ec18(I,J).. sum((ODD,EVEN)$ (RV1V2 (ODD,EVEN)), V2 (ODD,EVEN,I,J))=L=1-20I(I,J);
125 equation ec19(I,J); ec19(I,J).. sum((r,s), V2(r,s,I,J)) =E=1;
126 equation ec20(I,J); ec20(I,J).. sum((r,s), V2(r,s,I,J)*VIK(r))=E=V(I);
127 equation ec21(I,J); ec21(I,J).. sum((r,s), V2(r,s,I,J)*VJK(s))=E=V(J);
128 equations
129 TGEN número de GD disponibles,
130 MAXGD(i) salida máxima de potencia activa del GD
131 MINGD(i) salida mínima de potencia activa del GD
132 ;
133 TGEN.. sum(i,x(i)) =L= NGmax;
134 MAXGD(i).. pgd(i) =G= x(i)*FGmin;
135 MINGD(i).. pgd(i) =L= x(i)*FGmax;
136 model GPF / ALL /;
137 options decimals = 5;
138 solve GPF us mip min ploss ;
139 display ploss.l, v.l, x.l, pgd.l ;

```

Figura A23. Código GAMS MILP eólica.


```

1 sets
2 i conjunto de nodos /N1*N6/
3 g conjunto de generadores /G1/
4 map (g,i) nodo asociada con generadores /G1.N1 /;
5 alias (i,j);
6 set r intervalos /a0*a6/
7   JX1(z) / a2,a6/
8   JOX1(z) / a0,a4,a8/
9   JX2(z) / a3,a4,a5/
10  JOX2(z) / a0,a1,a7,a8/
11  JX3(z) / a5,a6,a7,a8/
12  JOX3(z) / a0,a1,a2,a3/
13  JX4(z) /
14  JOX4(z) / a0,a1,a2,a3,a4,a5,a6,a7/
15  even(z) / a0,a2,a4,a6,a8/
16  ODD(z) / a1,a3,a5,a7/
17  LV1V2 (EVEN,ODD) / (a0,a2,a4,a6,a8) . (a1,a3,a5,a7) /
18  RV1V2 (ODD,EVEN) / (a1,a3,a5,a7) . (a0,a2,a4,a6,a8) /;
19 alias (r,s);
20 *La máxima potencia de la GDR es de 500 kW
21 scalars
22 FGIN potncia mínima de salida por DG /0/
23 FGMAX potncia máxima de salida por DG /5/
24 NGMAX GD Disponibles /0/
25 vmax límite de voltaje máximo /1.10/
26 vmin límite de voltaje mínimo /0.90/
27 v0 voltaje Slack /1.00/;
28 scalar DIX rango del intervalo en x;          DIX=(VMAX-VMIN)/(card(r)-1);
29 scalar DIY rango del intervalo en y;          DIY=(VMAX-VMIN)/(card(r)-1);
30 scalar COUNT;                                COUNT=0;
31 *//////////////////// PARA DISCRETIZAR
32 parameter VIK(r),VJK(r) punto de ruptura para x e y;
33 loop ( r$(COUNT LE (card(r)-1)),VIK(r)=VMIN+DIX*COUNT; COUNT=COUNT+1); ; COUNT=0;
34 loop ( r$(COUNT LE (card(r)-1)),VJK(r)=VMIN+DIY*COUNT; COUNT=COUNT+1); ; COUNT=0;
35 parameter V1(r,s) variables de límites de voltajes en los nodos i;
36 V1(r,s)=VIK(r)*VJK(s);
37 display VIK, VJK, V1;
38 table Gbus (i,j ,*)
39   G1j
40 N1.N1 39.2538523925385
41 N2.N1 -39.2538523925385
42 N1.N2 -39.2538523925385
43 N2.N2 58.8728228019427
44 N3.N2 -19.6189704094041
45 N2.N3 -19.6189704094041
46 N3.N3 68.7563929415566
47 N4.N3 -32.9475833900613
48 N5.N3 -16.2198391420912
49 N3.N4 -32.9475833900613
50 N4.N4 32.9475833900613
51 N3.N5 -16.2198391420912
52 N5.N5 52.7481410288836
53 N6.N5 -36.5283018867925
54 N5.N6 -36.5283018867925
55 N6.N6 36.5283018867925
56 ;
57 *BS GENERACIÓN LIQUIDADADA EN EL CENACE (SIN) /30 DE JUNIO DEL 2022
58 *VDem con hora 22
59 *VDem DEMANDA EN EL CENACE (SEN) /30 DE JUNIO DEL 2022
60 *VDEM Y BS ESTÁN DADAS EN SISTEMAS POR UNIDAD (P.U.)
61 TABLE BUS (i,*)
62   PL      VDem      BS
63   (x$W)
64 N1 0.00 1.000000000 0.987432305
65 N2 0.16 1.000000000 0.987432305
66 N3 0.11 1.000000000 0.987432305
67 N4 0.15 1.000000000 0.987432305
68 N5 0.10 1.000000000 0.987432305
69 N6 0.08 1.000000000 0.987432305
70 ;
71 variables
72 ploss Pérdidas de potencia variables (x$W),
73 v(i) Magnitud del voltaje en el nodo i(kV),
74 w(i,j) cambio de variable Vi*Vj
75 p(g) Generación de potencia activa en el nodo i(x$W),
76 Pgd(i) Salida de potencia activa del GD en el nodo i(x$W)
77 V2(r,s,I,J) voltaje seccionado de r iteraciones para cada nodo i.
78 ;
79 binary variables X(i) Variable de ubicación óptima del GD;
80 v.lo(i)=vmin;
81 v.up(i)=vmax;
82 v.fx('N1')=1.0;
83 w.lo(i,j)=v.lo(i)*v.lo(j);
84 w.up(i,j)=v.up(i)*v.up(j);
85 V2.lo(r,s,I,J)=0;
86 V2.up(r,s,I,J)=1;
87 binary variables
88 ZX1I(I,J)
89 ZY1I(I,J)
90 ZX2I(I,J)
91 ZY2I(I,J)
92 ZX3I(I,J)
93 ZY3I(I,J)
94 ZX4I(I,J)
95 ZY4I(I,J)
96 Z0I(I,J) ;
97 alias (i,j);
98 Gbus(i,j,'G1j')$(ord(i) GT ord(j))=Gbus(j,i,'G1j');
99 equations
100 ObjFun Función objetivo,
101 PowerA (i) Balance de potencia activa por nodo
102 ;
103 ObjFun .. ploss =E= sum ((i,j), W(I,J)* Gbus (i,j,'G1j'));
104 PowerA (i) .. sum ( g$map (g,i),p(g)) + pgd(i)*BUS(i,'BS') - BUS(i,'PL')* BUS(i,'VDem')=E= SUM (j, W(I,J)* Gbus (i,j,'G1j'));
105   W(I,J)* Gbus (i,j,'G1j');
106 equation ec0(I,J); ec0(I,J).. sum (r,s),V1 (r,s)*V2 (r,s,I,J))=E=W(I,J);
107 equation ec1(I,J); ec1(I,J).. sum (JX1,z), V2 (JX1,z,I,J)) =L=ZX1I(I,J);
108 equation ec2(I,J); ec2(I,J).. sum (JOX1,z), V2 (JOX1,z,I,J)) =L=ZX1I(I,J);
109 equation ec3(I,J); ec3(I,J).. sum (JX2,z), V2 (JX2,z,I,J)) =L=ZX2I(I,J);
110 equation ec4(I,J); ec4(I,J).. sum (JOX2,z), V2 (JOX2,z,I,J)) =L=ZX2I(I,J);
111 equation ec5(I,J); ec5(I,J).. sum (JX3,z), V2 (JX3,z,I,J)) =L=ZX3I(I,J);
112 equation ec6(I,J); ec6(I,J).. sum (JOX3,z), V2 (JOX3,z,I,J)) =L=ZX3I(I,J);
113 equation ec7(I,J); ec7(I,J).. sum (JX4,z), V2 (JX4,z,I,J)) =L=ZX4I(I,J);
114 equation ec8(I,J); ec8(I,J).. sum (JOX4,z), V2 (JOX4,z,I,J)) =L=ZX4I(I,J);
115 equation ec9(I,J); ec9(I,J).. sum (r,JX1), V2 (r,JX1,I,J)) =L=ZY1I(I,J);
116 equation ec10(I,J); ec10(I,J).. sum (r,JX1), V2 (r,JX1,I,J)) =L=ZY1I(I,J);
117 equation ec11(I,J); ec11(I,J).. sum (r,JX2), V2 (r,JX2,I,J)) =L=ZY2I(I,J);
118 equation ec12(I,J); ec12(I,J).. sum (r,JX2), V2 (r,JX2,I,J)) =L=ZY2I(I,J);
119 equation ec13(I,J); ec13(I,J).. sum (r,JX3), V2 (r,JX3,I,J)) =L=ZY3I(I,J);
120 equation ec14(I,J); ec14(I,J).. sum (r,JX3), V2 (r,JX3,I,J)) =L=ZY3I(I,J);
121 equation ec15(I,J); ec15(I,J).. sum (r,JX4), V2 (r,JX4,I,J)) =L=ZY4I(I,J);
122 equation ec16(I,J); ec16(I,J).. sum (r,JX4), V2 (r,JX4,I,J)) =L=ZY4I(I,J);
123 equation ec17(I,J); ec17(I,J).. sum ( (EVEN,ODD) $(LV1V2 (EVEN,ODD)), V2 (EVEN,ODD,I,J))=L=Z0I(I,J);
124 equation ec18(I,J); ec18(I,J).. sum ( (ODD,EVEN) $(RV1V2 (ODD,EVEN)), V2 (ODD,EVEN,I,J))=L=Z0I(I,J);
125 equation ec19(I,J); ec19(I,J).. sum (r,s), V2 (r,s,I,J)) =E=1;
126 equation ec20(I,J); ec20(I,J).. sum (r,s), V2 (r,s,I,J)*VIK(r))=E=V(I);
127 equation ec21(I,J); ec21(I,J).. sum (r,s), V2 (r,s,I,J)*VJK(s))=E=V(J);
128 equations
129 TGEN número de GD disponibles,
130 MAXGD(i) salida máxima de potencia activa del GD
131 MINGD(i) salida mínima de potencia activa del GD
132 ;
133 TGEN.. sum (i,x(i)) =L= NGmax;
134 MAXGD(i) .. pgd(i) =G= x(i)*FGmin;
135 MINGD(i) .. pgd(i) =L= x(i)*FGmax;
136 model GPF / ALL /;
137 options decimals = 5;
138 solve GPF us mip min ploss ;
139 display ploss.l, v.l, x.l, pgd.l ;
140 ***

```

Figura A24. Código GAMS MILP biomasa.