

REPÚBLICA DE CUBA

MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR

UNIVERSIDAD DE HOLGUÍN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

TESIS EN OPCIÓN AL TÍTULO ACADÉMICO DE MÁSTER

EN

EFICIENCIA ENERGÉTICA

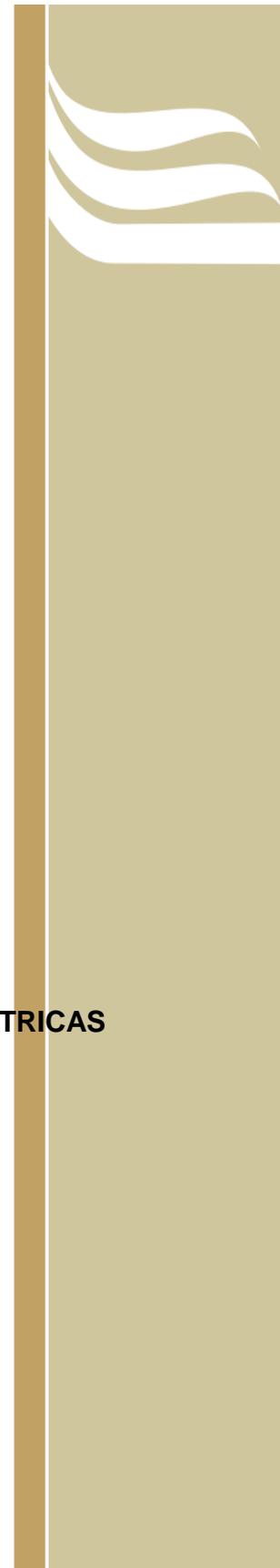
TÍTULO:

OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

DE PARQUES EÓLICOS EN CUBA

AUTOR: ING. FRANKLYN GONZÁLEZ SEGURA

AÑO: 2013





REPÚBLICA DE CUBA

MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR

UNIVERSIDAD DE HOLGUÍN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

TESIS EN OPCIÓN AL TÍTULO ACADÉMICO DE MÁSTER

EN

EFICIENCIA ENERGÉTICA

TÍTULO:

OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

DE PARQUES EÓLICOS EN CUBA

AUTOR: ING. FRANKLYN GONZÁLEZ SEGURA

TUTOR: DR. C. ROBERTO M. TORRES RODRÍGUEZ

AÑO: 2013

UHo UNIVERSIDAD
DE HOLGUÍN

OSCAR LUCERO MOYA

AGRADECIMIENTOS:

A Dios, por haberme permitido finalizar la investigación a pesar de los obstáculos que aparecieron.

Es larga la lista de personas que han contribuido a la culminación de esta investigación, para todas mis mayores gratitudes.

A mi familia, hijos, esposa, madre, padre, tía y hermana que con su dedicación y mucha paciencia me indujeron a que siguiera adelante, todos ayudando según sus posibilidades, conocimientos y habilidades.

A mi tutor Roberto que a pesar de siempre estar con un número elevado de responsabilidades pudo sacar tiempo para revisar, sugerir y orientar.

Al colectivo de todos los trabajadores del Departamento de Física - Química y Electrónica de la UHOLM quienes me ayudaron a conjugar el trabajo y las orientaciones metodológicas.

A mis compañeros de informática, Julio, Luis y Leandro.

A todos Muchas Gracias.

DEDICATORIA

ESTA INVESTIGACIÓN ESTÁ DEDICADA A MI FAMILIA EN ESPECIAL A MIS HIJOS.

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Universidad de Holguín. UHOLM.

“Oscar Lucero Moya”

Hago constar que el presente trabajo:

Optimización de las Pérdidas por Efecto Joule de las Infraestructuras Eléctricas de Parques Eólicos en Cuba fue realizado en la Universidad de Holguín “Oscar Lucero Moya” como parte de la culminación de los estudios de la Maestría en Eficiencia Energética; autorizando a que el mismo sea utilizado por la Universidad de Holguín para los fines que estimen convenientes, tanto de forma parcial como total, que además no podrá ser presentado sin la aprobación de la Universidad de Holguín.

Autor: Ing. Franklyn González Segura.

Tutor: Dr. Roberto Torres Rodríguez.

SÍNTESIS

La presente investigación propone desarrollar una metodología para la optimización energética de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos en Cuba. Ello es el resultado del proceso de investigación del problema, ¿Cómo disminuir las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos para el caso de Cuba?, estudio que tuvo por objetivo elaborar una metodología para la optimización de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos mediante la reducción de las pérdidas por efecto Joule para el caso de Cuba. Para resolver el problema planteado el autor acometió un ordenado sistema de tareas que comenzó por analizar el estado actual de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos y el comportamiento de los índices de pérdidas por efecto Joule, así como el estado de las investigaciones precedentes sobre el tema. Estableció la metodología de optimización energética de la infraestructura eléctrica del parque eólico, donde utilizó un algoritmo genético como técnica de optimización de la sección de los conductores, precisó la mejor posición de las subestaciones y longitudes de las líneas, comparó los índices de pérdidas al utilizar una sección menor o mayor y realizó modelaciones gráficas de los resultados obtenidos en los casos de estudio con respecto a costos y a pérdidas por efecto Joule. Los resultados de la investigación son aplicables a la implementación de parques eólicos en Cuba y otras empresas o entidades que necesiten reducir las pérdidas eléctricas.

ABSTRACT

The present research proposes to develop a methodology of the optimization the electrical infrastructure of the wind farms in Cuba. It is the result of the investigation process of the following problem, ¿How to reduce the lost by Joule effect of the electrical infrastructure of the wind farms for the Cuban case? It had as an aim to develop a methodology for the treatment of the electrical infrastructure of the wind farms to reduce the lost that were produced by the Joule effect. To solve the problem the author undertook an organized system of tasks that started with the analysis of the actual state of the electrical infrastructure of the wind farms and the behavior of the index of lost by the Joule effect, also the state of the preceding investigations about the theme. Then, he established the methodology for the optimization of the electrical infrastructure of the wind farms, where he used a genetic algorithm as an optimization technique of the conducting section. He also specified the better position of the substations and the length of the lines, there for he compared the index of lost when using a less or greater section and made graphic modulations of the obtained results in the studied cases in relation to cost and lost by the Joule effect. The results of the research are applicable to the implementation of the wind farms in Cuba and others enterprises or organizations that need to reduce the electrical lost.

ÍNDICE

ÍNDICE	Pág.
Introducción.....	1
CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE EN LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE LOS PARQUES EÓLICOS Y LAS TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN CON ALGORITMOS GENÉTICOS.....	9
1.1 Energía eólica. Generalidades.....	10
1.1.1 Parques eólicos.....	11
1.1.2 Diseño de parques eólicos.....	12
1.1.3 Infraestructura eléctrica de un parque eólico.	13
1.2.1 Pérdidas por efecto Joule.....	14
1.2.2 Sección y costo de los conductores.....	17
1.2.3 Trazado de la red en caso de presencia de zonas prohibidas.....	25
1.2.4 Cálculo de la posición exacta de las subestaciones.	30
1.3.1 Técnicas matemáticas de optimización.....	31
1.3.2 Técnicas heurísticas de optimización.	32
1.4 Algoritmos genéticos.	33
1.4.1 Operador eliminación-repetición.	37
1.4.2 Operador de cruce.	38
1.4.3 Operador de mutación.	39

1.5	Revisión de los principales trabajos sobre optimización de parques eólicos.....	40
	Conclusiones del capítulo I.....	42
CAPÍTULO II: METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE PARQUES EÓLICOS EN CUBA.....		45
2.1	Planteamiento de la metodología	45
2.2.	Evaluación de la población en un ejemplo tipo.....	46
2.3	Capacidad de la metodología.....	55
2.3.1	Propuesta de la metodología para el caso 1.....	58
2.3.2	Propuesta de la metodología para el caso 2.	62
2.3.3	Propuesta de la metodología para el caso 3.....	64
2.4	Análisis de los resultados.....	68
2.4.1.1	Pruebas para el caso 1.....	68
2.4.1.2	Pruebas para el caso 2.....	74
2.4.1.3	Pruebas para el caso 3.....	78
2.5	Comparaciones generales.....	81
	Conclusiones del capítulo II	86
	CONCLUSIONES GENERALES.....	87
	RECOMENDACIONES.	89
	BIBLIOGRAFÍA	90
	Anexos.....	

ÍNDICE DE TABLAS

No.	Contenido	Pág.
II.2.1	Posición de los aerogeneradores y potencia. Ejemplo tipo.....	48
II.2.2	Posición del centro de gravedad de generación. Ejemplo tipo.....	48
II.2.3	Subestación sobre la línea de AT.....	49
II.2.4	Subestación sobre el centro de gravedad.....	49
II.2.5	Subestación en un punto intermedio.....	50
II.2.6	Media tensión con Sb en la línea de AT.....	51
II.2.7	Media tensión con Sb en el centro de gravedad.....	52
II.2.8	Media tensión con Sb en un punto intermedio.....	52
II.2.9	Costos de MT con Sb en la línea de AT.....	53
II.2.10	Costos de MT con Sb en el centro de gravedad.....	53
II.2.11	Costos de MT con Sb en un punto intermedio.....	53
II.2.12	Alta tensión con Sb en la línea de AT.....	54
II.2.13	Alta tensión con Sb en el centro de gravedad.....	54
II.2.14	Alta tensión con Sb en un punto intermedio.	54
II.2.15	Características de la subestación.....	54
II.2.16	Distribución de costos solución propuesta.....	55
II.3.1	Características de los casos de estudio.....	56
II.3.2	Coordenadas del parque de estudio.....	57
II.3.1.1	Media tensión caso 1.....	59

II.3.1.2	Alta tensión caso 1.....	60
II.3.1.3	Características de la subestación.....	60
II.3.1.4	Comportamiento de costos caso 1.....	61
II.3.2.1	Media tensión caso 2.....	63
II.3.2.2	Alta tensión caso 2.....	63
II.3.2.3	Características de la subestación caso 2.....	63
II.3.2.4	Comportamiento de costos caso 2.....	64
II.3.3.1	Media tensión caso 3.....	66
II.3.3.2	Alta tensión caso 3.....	66
II.3.3.3	Características de la subestación caso 3.....	67
II.3.3.4	Comportamiento de costos caso 3.....	67
II.4.1.1	Comportamiento de costos en AT entre conductores caso 1...70	
II.4.2.1	Comportamiento de costos en AT entre conductores caso 2...76	
II.5.1	Indicadores técnicos y económicos.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Nº	Contenido	Pág.
I.1	Curva de costos actualizados para una línea de AT.....	21
I.2	Curva de costos actualizados para varias líneas de AT.....	21
I.3	Aproximación de la curva de costo actualizado.AT.....	23
II.1	Disposición de los aerogeneradores. Ejemplo tipo.....	48
II.2	Posición del centro de gravedad y la línea de AT. Ejemplo.....	48
II.3	Subestación sobre la línea de AT. Ejemplo tipo.....	49
II.4	Subestación sobre el centro de gravedad. Ejemplo tipo.....	49
II.5	Subestación en un punto intermedio. Ejemplo tipo.....	50
II.6	Ubicación de los aerogeneradores. Parque de estudio.....	56
II.7	Solución óptima. Caso 1.....	59
II.8	Solución óptima. Caso 2.....	62
II.9	Solución óptima. Caso 3.....	65
II.10	Niveles de pérdidas en MT caso 1.....	69
II.11	Niveles de pérdidas en AT caso 1.....	69
II.12	Costos fijos MT. Caso 1.....	71
II.13	Costos fijos AT. Caso 1.....	71
II.14	Costos fijos de subestación. Caso 1.....	72
II.15	Costos con conductor de menor sección .Caso 1.....	73

II.16	Costos con conductor de mayor sección .Caso 1.....	73
II.17	Niveles de pérdidas en AT. Caso 2.....	75
II.18	Costos fijos en AT. Caso 2.....	76
II.19	Costos con conductor de menor sección .Caso 2.....	77
II.20	Costos con conductor de mayor sección .Caso 2.....	78
II.21	Niveles de pérdidas en MT. Caso 3.....	79
II.22	Costos fijos en MT. Caso 3.....	80
II.23	Costos con conductor de menor sección .Caso 3.....	80
II.24	Costos con conductor de mayor sección .Caso 3.....	81
II.25	Comportamiento de pérdidas por casos. Conductor MREI.....	82
II.26	Comportamiento de pérdidas por casos. Conductor CM.....	83
II.27	Comportamiento de costos por casos. Conductor MREI.....	84
II.28	Comportamiento de costos por casos. Conductor CM.....	85

INTRODUCCIÓN

El costo de la energía es alto y creciente, como lo es la demanda de los combustibles fósiles, con el petróleo a la cabeza, cuya producción ha pasado de seis millones de toneladas anuales en el año 1896 a doce millones de toneladas, en un día, en el año 2005, (Castro, 2007). El cual al ser un recurso no renovable debe usarse de forma racional, alternándolo con fuentes renovables de energía, que ayuden a preservarlo.

En la segunda década del siglo XXI, todavía es reducido el uso de energías renovables, imponiéndose la energía generada mediante la quema de combustibles fósiles, amenazados de un fin cercano en el tiempo, y cuya combustión implica un constante deterioro para el medio ambiente debido a las emisiones que estos producen.

Con las transformaciones electroenergéticas desarrolladas en Cuba desde el año 2005, la generación de energía eléctrica a partir de las energías renovables se convierte en una necesidad estratégica para la seguridad energética del país, entre las que aparece la energía eólica como una alternativa que ha venido en desarrollo durante los últimos años y con posibilidades de expansión en el futuro inmediato.

Este proceso de utilización de las fuentes renovables de energía es una adecuación de la energética como problema tecnológico y social que es, a la sostenibilidad económica, social y ambiental, a partir de la búsqueda constante de la eficiencia y la racionalidad en el empleo de la energía sobre la base de la renovación de los sistemas de consumo, generación y transmisión, ligados a una labor sistemática de educación masiva de la población en el ahorro de esta (Machín, 2012).

Todo estudio tendiente a la racionalidad energética en el consumo industrial y generación de energía eléctrica está en función de los objetivos planteados para estas transformaciones.

La capacidad de generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica para el caso de Cuba cerró hasta agosto del año 2013 con cuatro parques en funcionamiento, con una potencia de 11,70 MW, la misma es todavía muy discreta si se cuenta con una penetración eólica abundante, como lo demuestran las más de cien estaciones de medición de viento en numerosas zonas del país, lo que presupone que la ampliación de la misma se acometerá en breve.

La generación de energía eólica en Cuba comenzó con la instalación en el año 1999 del parque demostrativo de Turiguanó, en la provincia de Ciego de Ávila, con un potencial muy pequeño de 0,45 MW, que cuenta con un par de aerogeneradores de limitada potencia, que se interconectan al sistema electroenergético nacional.

En el año 2007 se implementó el parque eólico de Los Canarreos en Isla de la Juventud, con una capacidad de 1,65 MW. Ya para el año 2008 con mejores posibilidades se procede a la instalación del primer parque en Gibara, situada en la región norte del oriente de Cuba, con una capacidad de 5,1 MW de tecnología Española, y completándose la capacidad nacional con el segundo parque de Gibara, de tecnología China con un alcance de 4,5 MW de capacidad, en el año 2010.

Con las posibilidades que brinda la energía eólica, en conjunto con los planes de implementación que se traza el país para el año 2020 será determinante establecer diseños que respondan a las necesidades generales de la política energética nacional, para condiciones de óptimo aprovechamiento del recurso eólico, y operaciones consecuentes de las instalaciones.

Es lógico que desarrollar estas tecnologías, conduce al país a establecer investigaciones que optimicen la producción de energía eléctrica, desde patrones

de reducción de pérdidas energéticas en su generación y distribución en correspondencia con el interés creciente por desarrollar estas producciones alternativas.

El diseño de parques eólicos de mayor generación implica aumentar las inversiones de aerogeneradores, obra civil y de infraestructura eléctrica. Para esta última que ejercerá acción siempre que se explote el parque es preciso confeccionar y configurar una instalación eléctrica que ayude a disminuir las pérdidas por efecto Joule, que aparecen ligadas al proceso de transmisión de energía eléctrica, ya que esto afecta el mejor aprovechamiento de la instalación y es energía que no llega al sistema electroenergético, presentándose esta situación como una ineficiencia del sistema generador.

El propio diseño de la infraestructura eléctrica del parque eólico plantea nuevos problemas de optimización, primero, el aumento de la inversión de las líneas de media tensión por kW que se transportan y su proporcionalidad a las mayores pérdidas por efecto Joule, disminuyen la entrega total de energía disponible al sistema electroenergético, convendría entonces reducir su extensión al máximo, y esto obligaría a aumentar el número y cercanía entre las subestaciones transformadoras de evacuación, pero esto por otra parte implicaría que el costo asociado a las subestaciones y las pérdidas asociadas al mayor número de transformadores aumente, por lo que sería conveniente utilizar el menor número de ellas posibles.

Las experiencias de los parques eólicos en Cuba demuestran que su conexión a las líneas de alta tensión se encuentran algo separadas del centro de generación, lo que implica que las pérdidas sean mayores, en las condiciones de aumentar la potencia de generación de estas instalaciones se necesitará crear subestaciones propias con una ubicación exacta que ayuden a reducir el dimensionado de la red de dichas conexiones y la necesidad de una línea de alta tensión cercana a las inmediaciones del parque.

Estos elementos provocarán mayores pérdidas al implementarse parques eólicos

de mayor generación, los cuales Cuba desarrollará en el futuro. También, sería conveniente analizar la posibilidad de estudiar la comparación entre diseñar redes con mejores secciones de conductores, en comparación con las secciones más económicas que actúan de manera directa a las pérdidas electroenergéticas.

Por otra parte, se conocen a los algoritmos genéticos como métodos adaptativos que pueden usarse para resolver problemas de búsqueda y optimización. Están basados en el proceso genético de los organismos vivos. A lo largo de las generaciones, las poblaciones evolucionan en la naturaleza acorde con los principios de la selección natural y la supervivencia de los más fuertes, postulados por (Darwin, 1859).

Por imitación de este proceso, los algoritmos genéticos son capaces de crear soluciones para problemas del mundo real. La evolución de dichas soluciones hacia valores óptimos del problema depende en buena medida de una adecuada codificación de las mismas. Al aparecer la necesidad de optimizar las pérdidas energéticas en los procesos de transmisión de energía eléctrica de los parques eólicos, los algoritmos genéticos se convierten en una alternativa muy compatible a la complejidad de la cuestión.

Esto constituye una importante problemática energética a analizar, donde estudiar la posibilidad de diseñar infraestructuras eléctricas que logren reducir las pérdidas por efecto Joule en el proceso de generación y distribución de energía eléctrica en los parques eólicos desde perfiles de optimización produzca un ahorro energético apreciable con una mejora ambiental correspondiente. Los aspectos anteriormente mencionados constituyen las bases que fundamentan el **problema científico** de la investigación: ¿Cómo disminuir las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos en el proceso de evacuación y transporte de la energía generada en Cuba? El problema se enmarca en el **objeto de investigación**, las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos en Cuba.

Para resolver el problema se ha planteado como **objetivo de investigación**, elaborar una metodología para la optimización energética de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos mediante la reducción de las pérdidas por efecto Joule para el caso de Cuba, mientras el **campo de acción** se centra en la reducción de las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos en Cuba, sustentadas en un algoritmo genético de optimización de las secciones de los conductores.

La **hipótesis** consiste en que si se utiliza una metodología para la optimización energética de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos se podrán reducir las pérdidas por efecto Joule de las mismas, para el caso de Cuba.

Los **objetivos específicos** que se plantean son:

1. Realizar el estudio de los conceptos, aspectos, criterios teóricos conceptuales y metodológicos relacionados con el campo de conocimientos a investigar.
2. Elaborar una metodología para el trazado óptimo de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos donde se reduzcan las pérdidas por efecto Joule en las condiciones de Cuba.
3. Utilizar un algoritmo genético que seleccione las mejores secciones de los conductores como vía de reducir las pérdidas por efecto Joule en las infraestructuras eléctricas de parques eólicos para las características de Cuba.
4. Determinar la mejor posición de la subestación y la longitud de las líneas de evacuación de media y alta tensión.
5. Comparar el funcionamiento de las infraestructuras eléctricas si se analizan los criterios de máxima rentabilidad inicial y disminución de pérdidas a expensas de mejorar la sección de los conductores.
6. Valorar los beneficios técnicos y económicos que representa la metodología introducida.

Para cumplimentar los objetivos específicos planteados se definen las siguientes **tareas:**

1. Análisis del estado actual de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos y el comportamiento de los índices de pérdidas por efecto Joule de las mismas, así como el estado de las investigaciones precedentes sobre el tema.
2. Desarrollo de la metodología del trazado óptimo de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos que menores índices de pérdidas por efecto Joule proporcionen.
3. Desarrollo de un algoritmo genético como técnica de optimización de las secciones de los conductores de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos en Cuba.
4. Selección de la mejor posición de la subestación y las longitudes de las líneas de evacuación de media y alta tensión.
5. Cuantificación de los índices de pérdidas eléctricas luego de optimizar las secciones de los conductores de las infraestructuras eléctricas en los parques eólicos con respecto a los índices de pérdidas que aparecen si se utiliza una sección menor.
6. Realización de modelaciones gráficas de los resultados obtenidos en los casos de estudio con respecto a costos y a los beneficios ambientales que proporciona la metodología propuesta en la investigación.

Las variables que manifiesta la hipótesis son:

Variable independiente: Las metodología de optimización energética para reducir las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos en Cuba.

Variable dependiente: Las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos en Cuba.

Métodos empleados durante la investigación:

Teóricos:

Análisis y síntesis: Para el estudio de la bibliografía y lograr sintetizar el contenido científico a investigar.

Histórico – Lógico: Para realizar el análisis de las tendencias de la utilización de los algoritmos genéticos en la optimización de la infraestructura eléctrica de parques eólicos, seguir su desarrollo histórico y la lógica de su evolución.

Hipotético - Deductivo: Para proponer una hipótesis de trabajo y fijar las variables a investigar.

Empíricos:

Observación: Para obtener el conocimiento del comportamiento del objeto de la investigación y acceder a la información directa e inmediata.

Estadístico: Para conocer en tablas y gráficos el comportamiento del objeto en el tiempo.

Resultados esperados:

Actualidad: La importancia creciente de la energía renovable y la sostenibilidad energética con sus implicaciones sociológicas, económicas y ecológicas le dan actualidad a todo proyecto de investigación orientado a elevar la eficiencia electroenergética de un sistema. Además, como el costo de la energía es cada vez más creciente, reducir las pérdidas en la evacuación de energía eléctrica generada de una fuente renovable como la de un parque eólico, le adjudican una gran actualidad al presente tema de investigación.

Novedad: Se hace un estudio de la optimización de las redes eléctricas en parques eólicos con la utilización de algoritmos genéticos con la finalidad de reducir las pérdidas por efecto Joule en la evacuación de la energía que se genera.

Aporte práctico: Se aporta como resultado práctico la metodología de utilización de los algoritmos genéticos para optimizar las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos.

**CAPÍTULO I: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO
JOULE EN LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE LOS PARQUES
EÓLICOS Y LAS TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN CON ALGORITMOS
GENÉTICOS**

CAPÍTULO I: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE EN LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE LOS PARQUES EÓLICOS Y LAS TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN CON ALGORITMOS GENÉTICOS

En este capítulo el autor expone el estado del arte referente al problema de la optimización de los principales elementos de la infraestructura eléctrica de los parques eólicos.

Es tratado con la necesaria amplitud y profundidad la posibilidad de utilizar los algoritmos genéticos (AG) como técnica de optimización en la infraestructura eléctrica de los parques eólicos, cómo vía de reducir las pérdidas por efecto Joule que determinarían una mayor entrega de energía generada por el sistema. Se hace una caracterización típica de los elementos involucrados en la infraestructura eléctrica de los parques eólicos, así como una información amplia de los AG y su accionar como técnica de optimización y por último se realiza una valoración final de los trabajos más acabados que abordan la temática que se investiga.

Para la realización de esta investigación fue necesaria la consulta de varias definiciones, las cuales serán enunciadas en el transcurso del trabajo, ellas son: energía eólica, parques eólicos, pérdidas por efecto Joule, técnicas heurísticas de optimización y algoritmos genéticos de optimización.

1.1 Energía eólica. Generalidades

La energía eólica es la que se obtiene del viento, es decir la generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas. El término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Eolo dios de los vientos en la mitología griega. En la actualidad, la energía eólica es utilizada para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores.

En el año 2012, la energía eólica generó alrededor del cuatro por ciento del consumo de electricidad mundial, ya para finales del año 2013 la capacidad mundial de los generadores eólicos deberá ser superior a las 380 GW. La misma es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir la quema de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de generación de energía alternativa que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas. El Protocolo de Kioto¹ estableció en el año 1997 serias regulaciones para la emisión de estos gases, y una vía importante para reducir estos nocivos efectos es la utilización de las energías renovables.

1.1.1 Parques eólicos

Un parque eólico es una agrupación de aerogeneradores que se utilizan para producir energía eléctrica. Los parques eólicos se pueden situar en tierra o en el mar, los primeros son los más habituales, aunque los marítimos han experimentado un crecimiento notable en los últimos años. El número de aerogeneradores que componen un parque eólico es muy indeterminado, dependen de la superficie disponible y la velocidad del viento en las zonas geográficas donde se realiza el emplazamiento.

Una instalación eólica de tamaño industrial consta de una o más máquinas (aerogeneradores) colocadas a una distancia adecuada las unas de las otras, para que no interfieran desde el punto de vista aerodinámico entre ellos, y según un diseño sobre el territorio (en filas, en grupos) en función de la exposición al viento y del impacto visual.

Los aerogeneradores están conectados, a través de cables enterrados, con la red de transmisión a la que se entrega la energía.

¹ Protocolo de Kioto. Documento adoptado en la Conferencia de las Partes llevada a cabo en Kioto en 1997, cuya principal misión fue establecer compromisos más estrictos de reducción y limitación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero para los países desarrollados. Ver: http://www.vialidad.cl/areasde_vialidad/medioambiente/Medio_Ambiente/NORMATIVA/TRATADOS

1.1.2 Diseño de parques eólicos

Aunque el objetivo general de esta investigación radica en el diseño óptimo de la infraestructura eléctrica de los parques eólicos para reducir pérdidas por efecto Joule para el caso de Cuba, se ha considerado oportuno declarar que el mismo viene de un proceso global mucho más amplio. El diseño de un parque eólico para la generación de energía eléctrica y su correcta explotación a lo largo del tiempo, durante la vida útil de la instalación, es un proyecto complejo y multidisciplinario, en la que intervienen desde las ingenierías eléctrica, electrónica, automática, telecomunicaciones, civil, mecánica y aeronáutica, a la topografía, la meteorología o las ciencias medioambientales, así como las económicas (Bansal, Shatti y Kothari, 2002).

En la tarea inicial de identificación de un lugar adecuado para instalar una central eólica o parque eólico hay que considerar tres elementos claves:

1. Disponibilidad de viento: Promedio anual de velocidad de viento elevado, que garantice una cierta cantidad de energía generada y un bajo nivel de turbulencias, que atenuará la incidencia de problemas graves de rotura asociados a mayor fatiga mecánica de los componentes.
2. Disponibilidad y acceso a la red de transporte y distribución de energía eléctrica: Es necesario disponer de una línea eléctrica próxima, con suficiente capacidad de transporte disponible para la evacuación de la energía producida.
3. Disponibilidad y acceso al terreno: Debe haber espacio suficiente para instalar los aerogeneradores y buen acceso por carretera para los vehículos de transporte pesado que deberán transportar al lugar los componentes de las turbinas (palas, secciones de las torres, etcétera). No debe haber impedimentos de tipo social, de protección ecológica o de cualquier tipo, ya que podrían dificultar, demorar o incluso impedir la obtención de los permisos administrativos pertinentes.

Estos tres factores son los más importantes, pero no los únicos.

Es evidente que el diseño de un parque eólico es un proyecto que ocupa un gran número de variantes y elementos que no pueden ser desestimados, y los concernientes a la red eléctrica se encuentran alrededor del 15 % de la inversión general (Masters, 2004), lo cual implica realizar un óptimo diseño eléctrico para un mejor aporte energético global de la instalación ya que este porcentaje puede variar en el tiempo con respecto a las pérdidas que se originen.

1.1.3 Infraestructura eléctrica de un parque eólico

Es importante señalar que la inversión necesaria para la instalación eléctrica de un parque eólico es aproximada a la de la obra civil, aunque en el caso de la primera siempre ejercerá acción durante el tiempo de la instalación generadora y la segunda solo participa en los inicios del parque. Cada intento de diseño de la infraestructura eléctrica del parque producirá una determinada cantidad de pérdidas por efecto Joule que será proporcional a la cantidad de energía que se incorpora al sistema electroenergético y por lo tanto un decrecimiento inapropiado en las posibilidades de ser eficientes.

En un parque eólico siempre existirán dos instalaciones eléctricas bien definidas que se encargan de canalizar toda la energía eléctrica que logre producir la instalación. Estas son:

1. Evacuación de alta tensión: Son las conexiones de las subestaciones del parque con las líneas del sistema eléctrico nacional que permiten en definitiva la utilización de la energía producida en el parque.
2. Instalación de media tensión: Se encarga de la recepción de energía y de interconectar los aerogeneradores entre sí y con las subestaciones elevadoras.

La cuestión fundamental en la infraestructura eléctrica del parque es determinar con exactitud el número de subestaciones y su ubicación adecuada así como los trazados de las líneas de media y alta que enlazan los aerogeneradores con las subestaciones y al sistema con las líneas de alta respectivamente.

El problema general que trae consigo el trazado y determinación de las mismas es que pueden ser ubicadas en un gran número de posibilidades y escoger la determinación óptima será un problema a resolver.

En Cuba, las posibilidades mayores son las de ubicar los parques en localidades costeras, por lo que es importante estudiar cual sería la mejor posición de la subestación, de acuerdo a esto utilizar una subestación única con una línea de AT que tenga capacidad suficiente para recibir toda la generación del parque, cómo las que en la actualidad existen, o que una hipotética segunda línea de AT no se encuentre tan alejada de la primera y logre recibir con costos competitivos parte de la energía de un parque de gran capacidad, donde la primera línea no tuviera la cobertura suficiente para recibirla. Instalaciones que son difíciles de implementar por razones económicas, por el momento.

La instalación eléctrica del parque puede provocar el aumento del costo de las líneas de media tensión con un consiguiente deterioro de pérdidas por efecto Joule. La configuración y el trazado de la infraestructura eléctrica determinan la inversión necesaria para satisfacer sus costos, así como las pérdidas y la consiguiente disminución de entrega general de energía eléctrica a la red nacional durante todo el proceso histórico de generación del parque.

1.2.1 Pérdidas por efecto Joule

El efecto Joule es la producción de calor en un conductor cuando circula una corriente eléctrica a través del mismo. La energía eléctrica se transforma en energía térmica debido a los continuos choques de los electrones móviles contra los iones metálicos del conductor, produciéndose un intercambio de energía cinética, que provoca un aumento de temperatura del conductor.

El efecto Joule se interpreta con todos los procesos energéticos que tienen lugar. En el generador se crea un campo eléctrico a expensas de energía mecánica. Esta energía se emplea en acelerar los electrones del metal, comunicándoles energía cinética. Los electrones pierden parte de esta energía en los inevitables

choques con los átomos que constituyen el metal; estos átomos pueden oscilar alrededor de sus posiciones de equilibrio en la red metálica, y al incrementar su energía cinética de oscilación o de vibración se eleva la temperatura del conductor.

Si se supone un sistema cerrado que se mantiene a temperatura constante por acción del calor disipado por una resistencia eléctrica (efecto Joule), el balance de energía puede expresarse como el calor recibido por el sistema y que es un trabajo disipativo.

La cantidad de calor, Q , producida al paso de una corriente eléctrica por un conductor determinado que se utilizan en las redes eléctricas de los parques eólicos es proporcional a la resistencia, R , al cuadrado de la intensidad, I , y al tiempo, t .

$$Q = I^2 R \quad (1.1)$$

En el desarrollo de la investigación se procede a enfrentar de forma directa estas pérdidas y hacer el sistema generador más eficiente. Las pérdidas totales de energía, E_{perd} (kWh), en una línea eléctrica de longitud L (km) y resistencia R (Ω), por la que circula una intensidad variable con un perfil $I(t)$, durante un periodo de tiempo h (horas), según (Ramírez y Domínguez, 2006), puede expresarse como:

$$E_{PER} = \int_0^h 3RL (I(t))^2 dt \quad (1.2)$$

Si se considera que el valor de la intensidad, I eficaz, durante el período de tiempo considerado satisface la relación:

$$I^2 = \frac{1}{h} \int_0^h (I(t))^2 dt \quad (1.3)$$

$$E_{PER} = \int_0^h 3RL (I(t))^2 dt = 3RL h \frac{1}{h} \int_0^h (I(t))^2 dt = 3RL I_{Eficaz}^2 h \quad (1.4)$$

Por otra parte, si se tienen en cuenta los perfiles temporales de tensión de línea, $U(t)$, y factor de potencia, $FP(t)$, puede expresarse la intensidad $I(t)$ en términos de potencia, $P(t)$:

$$I(t) = \frac{P(t)}{\sqrt{3} U(t) FP(t)} \quad (1.5)$$

$$\text{Si se sustituye: } E_{PER} = \int_0^h 3RL (I(t))^2 dt = \int_0^h \frac{RL}{U^2} (P(t))^2 dt \quad (1.6)$$

Si se considera que la tensión sea aproximada y que el factor de potencia también lo será y que tendrá un valor próximo a uno:

$$E_{PER} = \int_0^h 3RL (I(t))^2 dt = \frac{RL}{U^2} P^2 h \quad (1.7)$$

En todo lo examinado con anterioridad se puede observar que la magnitud general de las pérdidas depende de varias variables, como son la resistencia, longitud de las líneas, potencia a transportar, tensión y tiempo del proceso. En esta investigación se procede a tratar las mismas desde las perspectivas de la longitud y de manera fundamental al elemento resistencia, como variable que puede ser modificada a instancia de su sección específica.

Interesante resulta también la opinión de (Arias y Henríquez, 2010), que se adapta a la forma de minimizar las pérdidas por efecto Joule en la infraestructura eléctrica de un parque eólico por la relación (1.8):

$$E_{per} = \sum_{i=1}^n R_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \quad (1.8)$$

$$E_{per} = R_i \left[\frac{\sqrt{3} U I \cos \phi^2 + \sqrt{3} U I \sin \phi^2}{U^2} \right]$$

$$E_{per} = R_i \left[\frac{3U^2 I^2 \cos \phi^2 + 3U^2 I^2 \sin \phi^2}{U^2} \right] = R_i (3I^2) \quad (1.9)$$

La resistencia efectiva deberá ser calculada a la temperatura de operación del conductor y tomar en cuenta los efectos de piel y de proximidad, según las condiciones de instalación y operación.

La eficiencia electroenergética de la infraestructura eléctrica del parque eólico depende de la mayor cantidad de energía que se logre incorporar al sistema eléctrico nacional, aquí como es lógico inciden un gran número de elementos, sección de los conductores, número de subestaciones, dimensionado de las líneas y conexión con la línea de alta tensión. Al incorporar de forma óptima cada uno de ellos en la infraestructura eléctrica del parque eólico la entrega de energía generada al sistema será mucho mayor, reduciéndose así las pérdidas por efecto Joule.

Estos elementos en todas sus variantes deberán ser controlados para que sus características cuantitativas no sobrepasen los valores de costos.

1.2.2 Sección y costo de los conductores

En términos generales la sección de los conductores depende de su costo, que constituye siempre un capítulo de gran importancia, su resistencia eléctrica, que provoca la energía que se pierde en ellos por efecto Joule y la caída de tensión que tanto influye en el buen funcionamiento de los receptores.

Además, la sección de los conductores ha de ser adecuada a la intensidad de la corriente prevista, para impedir una elevación de temperatura peligrosa. Cualquiera que sea la naturaleza del conductor, sus condiciones de enfriamiento dependen del modo de estar instalado (desnudo, cubierto, aéreo, subterráneo como en el caso de estudio, etc.) y por tanto, también de ello depende la cantidad de calor desarrollada por efecto Joule, para que alcance el conductor la temperatura máxima admisible, o lo que es lo mismo, la sección mínima que puede tolerarse para un valor dado de la corriente.

Pero, si bien no debe dársele una sección inferior, sí podemos darle una mayor, ya sea con el fin de disminuir las pérdidas de energía hasta el valor conveniente, para que la economía resultante de la explotación e instalación sea máxima, o atender a que la caída de tensión no pase de un cierto límite, compatible con el buen funcionamiento de los receptores.

Tres son los conceptos a tener en cuenta en el cálculo de la sección de los conductores, primero la sección si se tiene en cuenta la elevación de temperatura, o densidad máxima admitida, segundo la sección si se tiene en cuenta la caída de tensión y por último la sección más económica.

Estos tres criterios son independientes y el más desfavorable de ellos será el que, en definitiva, pudiera fijar el valor de la sección. Por otra parte, el producir energía nos cuesta una cierta cantidad de dinero, y el dejar de incorporarla al sistema electroenergético proporciona un menor ingreso; desde este punto de vista conviene darle una sección lo más grande posible. Por el contrario, cuanto mayor es la sección más elevado es el costo de los conductores y, por tanto, más alto serán los intereses y la amortización del capital empleado en adquirirlos. Para tener en cuenta estas dos tendencias opuestas, se debe hacer el cálculo de los conductores de modo que la suma de gastos anuales originados por uno y otro concepto sea lo menor posible.

Las pérdidas por efecto Joule dan lugar a un cierto gasto anual, y la amortización e interés del capital empleado en los conductores también representa otro gasto anual. Como ambos varían en sentido inverso, se podrá hallar una sección para la cual el gasto total por año, suma de los dos anteriores, sea mínimo. Para el cálculo de los costos de la red eléctrica de un parque eólico se determinarán los costos de los diferentes elementos que intervienen en la misma.

En la investigación se dirigió al cálculo del costo de la red interna de distribución y evacuación de energía del parque, según (González, 2006), en dos apartados:

1. Costos unitarios (por unidad de longitud) de líneas, tanto de A.T. como de M.T. Aunque por concepto no hay ninguna diferencia entre ellos, presentan valores muy diferentes.

Estos costos unitarios (por unidad de longitud) se pueden expresar en:

- Costos unitarios fijos de la red (C_{af} , C_{bf}): Son los costos propios del trazado, incluyen los costos de los conductores, materiales auxiliares de

conexionado y la obra de canalización, y sus características se escogen en función de la potencia máxima que podría circular por ellos. Se les ha denominado costos fijos ya que son independientes de la potencia que circula por ellos.

- Costos unitarios variables (C_{av} , C_{bv}): Son los costos que dependen de la potencia que transportan. Cuanto mayor es la potencia a transportar por una línea, mayores serán las pérdidas, lo cual influirá en la explotación del sistema.

2. Costos de subestación transformadora. Una subestación es una instalación, en local abierto o cerrado, donde, como mínimo, hay un transformador y los elementos necesarios para maniobra, protección y medida. Los costos que influyen en una subestación son:

- Costos fijos de subestación (C_{sbf}): En función de las tensiones de transformación, de la potencia nominal de diseño y del número de líneas de media tensión que parten de una subestación determinada, se tiene un costo fijo que contempla los costos de la obra civil y de los equipos eléctricos que la componen.
- Costos variables de la subestación (C_{sbv}): En función de la potencia que se transforma en cada subestación se tienen asociadas unas determinadas pérdidas.

De esta forma, el costo total de la instalación del parque, puede expresarse como la suma de los costos totales de las líneas de A.T, los de las subestaciones, y los de la red interna de M.T:

$$C_T = \sum C_{AT} + \sum C_{Sb} + \sum C_{MT} \quad (1.10)$$

Los costos totales de las líneas de A.T, pueden plantearse a partir de las potencias a transportar, P_i , la longitud de cada una de las líneas, L_i , y sus costos fijos y variables (C_{af} y C_{av}), como:

$$\sum C_{AT} = \sum(C_{af} L_i + C_{av} P_i) \quad (1.11)$$

De igual forma, los costos totales de las subestaciones, pueden expresarse a partir de las potencias a evacuar, P_i , y sus respectivos costos fijos y variables (C_{sbf} y C_{sbv}), como:

$$\sum C_{Sb} = \sum(C_{Sbf} L_i + C_{Sbv} P_i) \quad (1.12)$$

Además, los costos totales de las líneas de M.T, pueden expresarse a partir de las potencias a transportar, P_i , la longitud de cada una de las líneas, L_i , y sus respectivos costos fijos y variables (C_{bv} y C_{bf}), como:

$$\sum C_{MT} = \sum(C_{MTf} L_i + C_{MTv} P_i) \quad (1.13)$$

Con estas relaciones se puede determinar el costo de las pérdidas al final de un período de tiempo determinado, como puede ser un año, C , si se considera un precio de la energía, (CUC/kWh para el primer año), y tener en cuenta un incremento anual del costo de la energía, t_p , así como una depreciación del precio del dinero (tasa de actualización del dinero que se estima como costo de capital o como rendimiento apropiado), i , será:

$$C = \frac{R P^2 L (8760 (CUC) kWh) (1+t_p)}{(1+i) U^2} \quad (1.14)$$

El costo actualizado de las pérdidas durante toda la vida de la inversión, si se considera que el valor eficaz de la potencia transportada durante cada uno de los (a) años de vida de la instalación se mantiene constante, resulta:

$$C = \frac{R P^2 L (8760 a (CUC) kWh) (r - r^{a+1})}{U^2 (1 - r)} \quad (1.15)$$

Dónde: $r = \frac{1+t_p}{1+i}$

Por tanto, el costo total actualizado por unidad de longitud de una línea resulta:

$$C_T = C_{Inv} + C_{PER} = C_{inv} + \frac{R P^2 8760 a CUC/KWh (r - r^{a+1})}{U^2 (1 - r)} \quad (1.16)$$

Si se representa la curva de costo total actualizado en unidades de (CUC)² en función de la potencia (eficaz) (MW), se obtiene una parábola del tipo $C_T(P) = A + BP^2$, como la representada en la Figura I.1. Si se representan las curvas de costos totales actualizados en unidades de (CUC) correspondientes a varios conductores con distintas secciones (capacidad de transmisión), se obtiene una familia de curvas que se interceptan unas con otras, como se muestra en la Figura I.2.

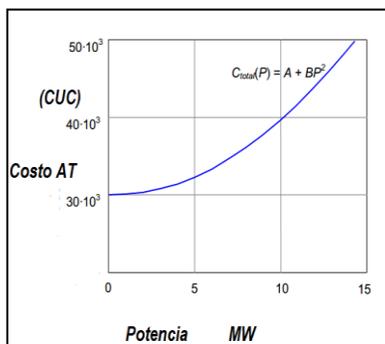


Fig. I.1. Curva de costo actualizado para una línea de AT. Fuente: elaborado por el autor.

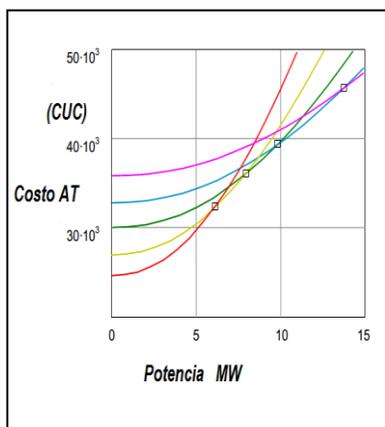


Fig. I.2. Curva de costo actualizado para varias líneas de AT. Fuente: elaborado por el autor.

A los puntos de corte entre de curvas de costo correspondientes a líneas con secciones consecutivas se les denomina puntos de límite económico. Cuando la potencia a transmitir es pequeña, inferior a la del primer punto de cruce, el conductor de sección 1 (la menor) será el más conveniente, ya que es la sección

² Unidades de la moneda libremente convertible de la República de Cuba.

que produce los costos mínimos, aspectos bien establecidos por (Díaz Dorado, y col, 2001).

Para potencias comprendidas entre las del primer y segundo puntos ya no conviene utilizar el conductor de sección 1, ya que en este rango de potencias, la sección 2 es la que presenta los costos más bajos. Como puede verse, los puntos de límite económico son aquellos puntos para los que, según crece la potencia a transportar, un conductor (el de menor sección) deja de ser el más rentable (menor costo) y pasa a serlo el siguiente, de mayor sección.

Esto hace que la curva que define el costo mínimo en función de la potencia a transmitir sea la que resulte de unir los correspondientes intervalos entre puntos de límite económico. Esto no implica que sean los que menores pérdidas aporten si se retoma lo ya expuesto sobre secciones de conductores.

La elección del conductor se determina en esta investigación según los criterios de (Johnson, 2004), una vez satisfechos los criterios técnicos responder a los criterios económicos. Si se generaliza para un conjunto amplio de conductores (secciones diferentes), resulta que la función que describe los costos totales mínimos (óptimos) de las líneas viene dada por la envolvente de las funciones de costo individuales (conjunto de puntos de límite económico). Luego se propone el conductor que determine el algoritmo como el más óptimo en reducir las pérdidas por efecto Joule y que a su vez no desfavorezca la rentabilidad económica global de la inversión.

Como puede verse, esta envolvente de costo mínimo (óptimo) puede aproximarse bastante bien mediante una recta. La Figura I.3 muestra el conjunto de puntos de corte entre las diferentes curvas de costo individuales (puntos de límite económico) y su ajuste mediante una recta a de regresión por mínimos cuadrados.

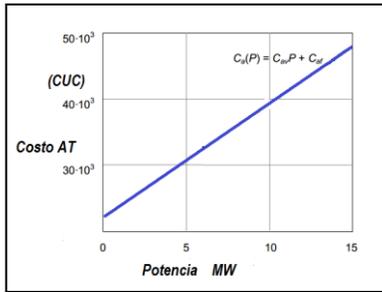


Fig. I.3. Aproximación de la curva de costo actualizado. Fuente: elaborado por el autor.

Con esta aproximación, la función que define el costo mínimo de la línea eléctrica en función de la potencia a transportar, $y = ax + b$, que tendrá la forma:

$$C_a(P) = C_{av} P + C_{af} \quad (1.17)$$

La pendiente, $a = C_{av}$, multiplicada por la potencia a transportar P , representa el costo variable actualizado de la línea (dependiente de la potencia). Luego la ordenada en el origen, $b = C_{af}$ representa su costo fijo (independiente de la potencia) por unidad de longitud, también actualizado.

Por lógica, el espacio de las secciones de los conductores disponibles no es continuo pero esta aproximación permite una importante simplificación de cálculo con unos resultados aceptables, ya que permite relacionar la potencia a transportar con los costos mínimos (los de la línea óptima). Es decir, evita el laborioso proceso de análisis individual de costos para cada sección de conductor técnicamente válida, como paso previo a la elección de la sección óptima (la de mínimo costo).

Los costos fijos, así expresados corresponderían a los asociados a un conductor de mínima sección ya que, como se ha visto en la Figura I.1, los costos totales de una línea es una función cuadrática cuyo primer tramo es prácticamente horizontal, por lo que la línea óptima (que se aproxima a la envolvente de las diferentes curvas de costos) tendrá un punto de corte con el eje de ordenadas de valor igual o inferior al de la curva correspondiente al conductor de menor sección. Esto, considerado tal cual, podría inducir a error cuando se impusiera una

condición de capacidad de inversión limitada, ya que tendría en cuenta unos costos fijos irreales y muy por debajo de los valores exactos.

De igual forma, esta estimación de los costos variables tampoco conduciría a una buena aproximación de los costos variables reales, puesto que se supone una relación proporcional entre costo y potencia, en vez de cuadrática, como ya se ha indicado con anterioridad. Sin embargo, a pesar de que las aproximaciones de cada uno de los sumandos por separado no son aceptables, la suma de ellos, es decir, el valor total, sí constituye una aceptable aproximación de los costos totales por unidad de longitud para una potencia dada por cuanto se ha visto la buena aproximación que supone la línea óptima a la curva de costo mínimo.

Para solventar esta dificultad de la aproximación utilizada, sin renunciar a la ventaja de cálculo que ofrece, los costos fijos se obtienen de la tabla de datos de conductores con la que se cuenta, al atender a los puntos de límite económico una vez que se conoce la potencia a transportar, de modo que si esta potencia es inferior al primer punto se toman los costos de instalación del conductor 1 (el de menor sección), si está entre el primer y segundo punto se toma el conductor 2 y así de manera sucesiva como ya se ha explicado, y comprobar de forma adicional que la potencia transportada no supere los límites técnicos del conductor. Por tanto, cuanto más completa sea la tabla de datos de conductores más exacta será la solución puesto que se tomará la sección del conductor más adecuada.

Una vez obtenidos los costos fijos, los costos variables se obtienen por la resultante de las pérdidas con la potencia a transportar.

Este mismo esquema de cálculo se utiliza para evaluar los costos de la red interna de distribución en media tensión, la de la red de alta tensión y los de las subestaciones. Para ello se utilizan expresiones de la forma:

$$C_x(P) = C_{xv} P + C_{xf} \quad x \in \{a, b, sb\} \quad (1.18)$$

En esta expresión, los subíndices a, b y sb , corresponden a la red de alta tensión, a la interna de media tensión y a la subestación, respectivamente.

Todas estas relaciones enfocan un resultado de optimizar la red eléctrica del parque eólico con la utilización del criterio de máxima rentabilidad económica, aspectos que son muy convenientes, aunque la posibilidad de disminución de las pérdidas por efecto Joule conllevaría a la utilización de secciones de los conductores un poco mayores y su incidencia en los costos asociados, a pesar de que el factor de entrega de energía a la red mejoraría y los costos generales serían luego bastante competitivos con respecto al plazo de amortización de la inversión general.

1.2.3 Trazado de la red en caso de presencia de zonas prohibidas

Para el cálculo de las distancias entre puntos de generación, hasta las subestaciones y hasta las líneas de alta tensión existentes, se analiza la posibilidad de que en la zona de emplazamiento del parque existan zonas de uso restringido, incompatibles con la instalación eléctrica, bien sea por impedimentos ecológicos, por la existencia de propiedades ajenas o núcleos urbanos, o bien por la existencia de condicionantes que pudieran disparar el costo de la solución. A este tipo de situación se les denomina rodeo de las zonas prohibidas.

En Cuba las experiencias demuestran que al ser parques pequeños la aparición de zonas restringidas ha sido casi nula, pero con la posibilidad de que se implementen instalaciones más grandes la probabilidad de que se presenten son mayores.

Existen dos casos diferenciados en el tratamiento de las zonas prohibidas: Línea de alta tensión: En este caso, el trazado trata de conectar un punto determinado conocido (el de la subestación) con un punto indeterminado perteneciente a la línea de alta tensión (de la red de transporte y distribución) a la que se pretende conectar.

Para ello, primero se obtiene el punto de la línea más cercano a la subestación (el punto de corte de la perpendicular a la línea de alta tensión que pasa por la subestación) y, en caso de que existiese una zona prohibida entre ambos puntos,

se hace un rodeo de la misma, se realiza en cada vértice la comprobación de si existe otro camino más corto hasta la línea de alta tensión.

Línea de media tensión: En el caso de una línea de media tensión, tanto el punto de origen como el de destino son conocidos e invariables, por lo que la metodología tratará de hacer un rodeo a la zona prohibida.

Esto también ocurre en el trazado de alta tensión cuando el punto de conexión a la línea de AT está impuesto por la compañía distribuidora.

La metodología desarrollada trabaja sobre una simplificación del terreno definible que limita el espacio de las soluciones a la mínima unidad de espacio considerado. Como el tamaño de la celda (tanto en la dimensión X como en la dimensión Y), puede ser definido por el usuario, en función del grado de exactitud que pretenda conseguir, la aproximación que se realiza al definir las zonas prohibidas por celdas completas también resulta controlada por el usuario.

Existen una serie de pasos para delimitar la zona prohibida (Elkinton, y col, 2006), los cuales se hacen muy eficaces en el caso de optimizar las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos.

La comprobación de si entre el punto origen y el punto de destino existe alguna zona prohibida se realiza de manera analítica. Para explicar el procedimiento se usará un ejemplo (Ver; Anexo I), en el que se tienen un punto de origen, P_1 (de coordenadas: X, Y), otro de destino, P_2 (de coordenadas: X, Y) y se considera la presencia de dos zonas prohibidas, identificadas por las celdas denominadas ZP_1 y ZP_2 .

1. Se calcula la recta que une los dos puntos que se pretenden enlazar. En el ejemplo considerado, la recta que une los puntos P_1 y P_2 viene dada por la ecuación:

$$C = X + Y$$

2. Si $(X_{\text{máx}}, Y_{\text{máx}})$ son las coordenadas límite superior de la celda prohibida y $(X_{\text{mín}}, Y_{\text{mín}})$ son las coordenadas límite inferior, el punto central de cada una

de dichas celdas prohibidas (X_m, Y_m), se calcula mediante las expresiones siguientes:

$$X_m = \frac{1}{2} (X_{m\acute{a}x} + X_{m\acute{i}n}) \quad (1.19) \quad Y_m = \frac{1}{2} (Y_{m\acute{a}x} + Y_{m\acute{i}n}) \quad (1.20)$$

- Se calcula el punto de la recta de unión entre los puntos P_1 y P_2 más cercano al punto central de la celda prohibida. Si dicho punto se encuentra dentro de los límites de la celda, se considera que existe una zona prohibida entre los dos puntos que se pretenden conectar.
- Si a, b y c , son los coeficientes de la ecuación de la recta de unión entre puntos, en la forma $ax + by = C$ y (X_m, Y_m) las coordenadas del centro de la celda prohibida, este cálculo se realiza mediante las siguientes expresiones:

$$X_r = \frac{c \times a + b^2 \times X_m - a \times b \times Y_m}{a^2 + b^2} \quad (1.21)$$

$$Y_r = \frac{c \times b - a \times b \times X_m + a^2 \times Y_m}{a^2 + b^2} \quad (1.22)$$

En el ejemplo, para la celda correspondiente a ZP_1 (cuyo punto central es PM) se tiene que el punto de la recta más cercano al centro de la celda prohibida está fuera de los límites de esta (Ver; Anexo II), por lo que se considera que no se encuentra entre los puntos P_1 y P_2 que se pretende conectar.

En el (Anexo III), sin embargo, se muestra el caso para la celda prohibida ZP_2 , donde el punto de la recta más cercano (X, Y) queda dentro de la celda correspondiente a la zona prohibida.

Este procedimiento presenta algunas deficiencias puesto que hay situaciones en las que, a pesar de que exista una zona prohibida entre dos puntos, el procedimiento no llega a detectarlas. Esto sucede cuando la recta que une los dos puntos que se pretenden conectar pasa cerca de una de las esquinas de la celda, como ocurre en el ejemplo (Ver; Anexo IV).

En este caso, el punto de la recta (PR) más cercano al centro de la celda (PM) está situado fuera de esta, por lo que el procedimiento no detecta la presencia de la zona prohibida entre los dos puntos. No obstante, el alcance práctico de los errores que pueden cometerse en este tipo de situaciones es muy limitado, ya que al simplificar el terreno, la geometría real de la zona prohibida no será exactamente la de la celda prohibida (la zona de exclusión real viene representada por la poligonal correspondiente al conjunto de celdas que la circunscriben), por lo que el error de resolución restaría importancia al error que se comete con este procedimiento.

Por otra parte, la diferencia entre la longitud resultante de conectar los dos puntos a través de la recta y con la poligonal que rodea a la zona prohibida es de pequeñísima magnitud por lo que tampoco afectaría en gran medida a la solución.

Para el rodeo de la zona prohibida una vez detectada la presencia de la misma entre los puntos origen y destino de la línea, el objetivo de la metodología es realizar un trazado alternativo de distancia mínima (Días, y col, 2001), (Paiva, y col, 2005) y (Roldán, 2007).

Se presentan dos métodos diferentes, cada uno de ellos pensado para un determinado tipo de zona prohibida. Esto significa que, al final, se tienen dos trazados alternativos, y se elige como solución el de menor longitud. Con ello se obtendrá la solución exacta para configuraciones de zonas prohibidas sencillas y aproximadas para aquellas de mayor complejidad. Para ilustrar el procedimiento de cálculo se utilizará un ejemplo de conexión de una subestación con una línea, (Ver; Anexo V).

- Método 1. Tangente y perpendicular.

Este método consiste en encerrar la zona prohibida en un rectángulo y comprobar si puede enlazarse la subestación con la línea de alta tensión, aquí se utilizan los vértices del rectángulo como puntos intermedios.

El conjunto de celdas que forman una zona prohibida debe ser encerrado en una poligonal que, en este caso, es el rectángulo representado con los vértices 1, 2, 3 y 4. En primer lugar, se exploran los dos vértices del rectángulo más próximos (vértices 1 y 4) a la subestación (punto Sb) y se comprueba si es posible realizar la conexión entre la línea de AT (L) y la subestación (Sb).

Es decir, si puede unirse la subestación con la línea, se pasa por estos puntos (1y 4) y sin atravesar ninguna zona prohibida. Además se observa que es posible realizar la conexión entre la subestación y la línea de A.T, si se pasa por el vértice 1. En este caso, se toma el vértice 1 como punto intermedio en el trazado Sb-1-L1. Esto no sucede para el vértice 4.

Cuando no es posible realizar la conexión a través de uno de los vértices más próximos a la subestación, se explora la posibilidad de realizar la conexión para alcanzar los vértices más alejados de esta, (2 y 3). En el ejemplo, la solución obtenida para este caso es la correspondiente al trazado Sb-4-3-L2.

La mejor solución (de las dos posibles) es la de menor distancia (menores costos asociados). En el ejemplo, la solución obtenida por este método es la correspondiente al trazado Sb-1-L1.

- Método 2. Método angular.

Mediante la ecuación de la recta perpendicular a la línea de A.T. que pasa por la subestación, se determinan los puntos de corte con la zona prohibida (rectángulo envolvente) y se determina el punto medio de ellos (puntos A, B y PM),(Ver; Anexo VI).

Desde este punto medio (PM) se traza la paralela a la línea de A.T. y se establecen intervalos pequeños sobre ella a ambos lados del punto medio, (Ver; Anexo VII).

Si se parte desde el punto medio, se recorre dicha paralela en ambos sentidos, y se evalúa en cada intervalo si es posible la conexión, tanto a la subestación como

a la línea, sin atravesar ninguna de las celdas prohibidas (en este caso la comprobación es por celda en lugar de por el rectángulo envolvente). De las dos alternativas posibles se escoge como solución la de mínima distancia, (Ver; Anexo VIII).

En el caso de conexión de una subestación con una línea de la red de transporte y distribución, se comprueba además si, como consecuencia de un ángulo en la traza de la línea de A.T, existiese otro tramo de la misma cuya distancia a la subestación sea menor que la longitud del trazado que al inicio fue previsto. Se muestra un ejemplo en el que la línea de A.T, L(A, B, C), presenta un ángulo en B. La línea tiene un tramo, L1, en principio más alejado de la subestación que, al final, resulta ser el más cercano, debido a la presencia de una zona prohibida entre la subestación y el tramo que al inicio es preferente, L2, (Ver; Anexo IX).

En el caso de unión entre dos aerogeneradores mediante una línea de M.T. se generan los mismos trazados y se mantiene la posición de los puntos de origen y destino.

1.2.4 Cálculo de la posición exacta de las subestaciones

Para el cálculo de las posiciones exactas de las subestaciones se puede utilizar el método de Newton - Raphson, citado por: (Momoh y Caven, 2000), (Carrano, y col, 2006) y (Castro, y col, 2007). A partir del trazado de media tensión y si se conocen el punto de conexión de la subestación sobre la línea de A.T, se puede utilizar el algoritmo de Newton para obtener las coordenadas (X_o, Y_o) que minimizan la función de costos del trazado $f(X_o, Y_o)$. Si C_{av} , C_{af} , C_{bv} y C_{bfv} son los costos fijos y variables de alta y media tensión, P_o es la potencia transformada por la subestación transformadora, P_j , la potencia conectada al punto de consumo j , L_o la distancia desde la subestación a la línea de alta tensión y L_{jo} la distancia desde la subestación a punto de generación j , las coordenadas (X_o, Y_o) que minimizan la función de costos del trazado $f(X_o, Y_o)$ se calculan mediante las expresiones:

$$L_o = \frac{|aX_o + bY_o - c|}{\sqrt{a^2 + b^2}} \quad (1.23)$$

$$L_{jo} = \sqrt{(X_o - X_j)^2 + (Y_o - Y_j)^2} \quad (1.24)$$

$$f(X_o, Y_o) = (C_{av}P_o + C_{af}L_o) + \sum_{j=1}^{nr} (Cbvp_j + CbfL_{jo}) \quad (1.25)$$

1.3.1 Técnicas matemáticas de optimización

A la hora de diseñar las redes eléctricas de los parques eólicos es importante conocer las técnicas de optimización que existen, ya que es un problema complejo (Reeves, 1993). Al planificar la distribución se parte del conocimiento de la ubicación de los grandes grupos generadores en este caso los aerogeneradores, y para la red de baja se origina a partir de la ubicación de las subestaciones y se debe considerar su estructura como radial.

Los cálculos de fiabilidad en baja se hacen luego y aquí las técnicas de optimización deben de ser de acuerdo al tipo de red y problema a resolver, esta investigación solo se ocupa de la parte de la infraestructura eléctrica ya que las inversiones y configuraciones tanto para los aerogeneradores como para la construcción civil del sistema eólico no son objetivo en la misma.

Este trabajo se encarga de la optimización de las conexiones para reducir pérdidas por efecto Joule, los algoritmos tienen la tarea de seleccionar una alternativa de entre un conjunto de posibles secciones de los conductores, con la utilización de la computación.

El problema de esta investigación se considera como de planificación estática ya que los parques eólicos se deben diseñar de manera integral, comenzar de cero y no se amplían al menos hasta la tecnología actual. Estos problemas no lineales se resuelven por lo general con varios algoritmos que se denominan técnicas matemáticas de optimización, que utilizan un procedimiento de cálculo para resolver la formulación matemática del problema, como la fuerte no linealidad, uso

de variables discretas o la incertidumbre de la carga demandada y la generación dispersa.

A la vez que se aborda el problema de la planificación de la red eléctrica de distribución y evacuación de energía es conveniente analizar las técnicas de optimización que existen en la actualidad para resolver el problema de diseño óptimo de un sistema de distribución de energía eléctrica, problema escabroso como plantea (Roldán, y col, 2007).

Este problema, de difícil resolución, consiste en establecer la configuración óptima de la red eléctrica que permita atender las necesidades de una serie de consumidores, con una ubicación especial, a partir de un conjunto de generadores, emplazados en otra serie de puntos. La planificación de un sistema de distribución de energía es uno de los problemas más importantes a los que se enfrentan los inversionistas. Ante la dificultad de realizar esta planificación integral se suele optar por una planificación escalonada.

1.3.2 Técnicas heurísticas de optimización

Es la alternativa actual a los métodos matemáticos. Los métodos heurísticos generan, evalúan y seleccionan las posibles opciones de transformar la red. Para ello hacen búsquedas locales para seguir reglas empíricas o basadas en sensibilidades a fin de generar y clasificar las posibles opciones durante la búsqueda, el proceso se detiene cuando el algoritmo ya no es capaz de encontrar una mejor solución. Los métodos heurísticos consideran los costos de inversión, sobrecargas y energía no suministrada y poseen la inconveniencia de que no pueden obtener el óptimo absoluto.

En estos problemas el dominio factible en el que puede encontrarse la solución óptima del problema es muy grande lo que implica que podría tener que examinarse cada solución posible con un elevado costo computacional. Si cambiáramos el objetivo y orientáramos la búsqueda a una buena solución y no a la óptima, los métodos heurísticos entonces reducen los costos computacionales

de manera significativa (Coello, 2012). Alternativa importante de los AG con la que ha contado esta investigación. Entre las técnicas heurísticas de optimización más utilizadas tenemos a los algoritmos genéticos (AG), el recocido simulado, el método de sistema de colonias de hormigas y la búsqueda tabú.

Los algoritmos genéticos que son los escogidos en esta investigación son algoritmos evolutivos que trabajan con una población de soluciones posibles, mientras que otros métodos heurísticos utilizan una sola solución en sus iteraciones. Otra diferencia es que son estocásticos, no deterministas (Carrano, y col, 2006), y pueden representar un enfoque multiobjetivo del diseño de redes eléctricas con operadores específicos de cruce y mutación, en conjunción con un esquema de codificación variable, eficiente en encontrar las soluciones óptimas.

Para enfrentar esta investigación se escogen a los AG producto a que a diferencia de otros algoritmos actúan de manera paralela con descendencia múltiple, pueden explorar el espacio de soluciones en múltiples direcciones a la vez. Esta es la razón de tal selección, además de otras ventajas que se tratarán en próximos epígrafes.

1.4 Algoritmos genéticos

Los AG son métodos adaptativos que pueden usarse para resolver problemas de búsqueda y optimización (Holland, 1975). Por imitación de este proceso, los AG son capaces de crear soluciones para problemas del mundo real. La evolución de dichas soluciones hacia valores óptimos del problema depende en buena medida de una adecuada codificación de las mismas.

En la naturaleza, los individuos que tienen más éxito en sobrevivir y en atraer compañeros tienen mayor probabilidad de generar un gran número de descendientes. Por el contrario, individuos poco dotados producirán un menor número de descendientes. Esto significa que los genes de los individuos mejor adaptados se propagarán en sucesivas generaciones hacia un número de individuos creciente.

El poder de los AG proviene del hecho de que se trata de una técnica robusta y pueden tratar con éxito una gran variedad de problemas provenientes de diferentes áreas, incluso en aquellos en los que otros métodos encuentran dificultades. Si bien no se garantiza que el AG encuentre la solución óptima del problema, existe evidencia empírica de que se encuentran soluciones de un nivel aceptable, en un tiempo competitivo con el resto de algoritmos de optimización combinatoria.

El gran campo de aplicación de los AG se relaciona con aquellos problemas para los cuales no existen técnicas especializadas. Incluso en el caso en que dichas técnicas existan y funcionen bien, pueden efectuarse mejoras de las mismas hibridándolas con los AG, como es el caso de esta investigación, (Gil, 2008).

Los AG tienen significativas ventajas, el primer y más importante punto es que los AG son intrínsecamente paralelos. La mayoría de los otros algoritmos operan en serie y sólo pueden explorar el espacio de soluciones hacia una solución en una dirección al mismo tiempo, y si la solución que descubren resulta subóptima, no se puede hacer otra cosa que abandonar todo el trabajo hecho y empezar de nuevo.

Debido al paralelismo que les permite evaluar implícitamente muchos esquemas a la vez, los AG funcionan bien en resoluciones a problemas cuyo espacio de soluciones potenciales sea grande o demasiado grande y donde se pueda hacer una búsqueda exhaustiva en un tiempo razonable (Riquelme, y col, 2007), condición importante en este trabajo.

Otra ventaja notable de los AG es que se desenvuelven bien en problemas con un paisaje adaptativo complejo, aquéllos en los que la función objetivo se presentan discontinuos, ruidosos, cambia con el tiempo, o tiene muchos óptimos locales. La mayoría de los problemas prácticos tienen un espacio de soluciones enorme, imposible de explorar de manera exhaustiva; el reto se convierte entonces en cómo evitar los óptimos locales, soluciones que son mejores que todas las que son similares a ella, pero que no son mejores que otras soluciones distintas situadas en algún otro lugar del espacio de soluciones.

Muchos algoritmos de búsqueda pueden quedar atrapados en los óptimos locales, si llegan a lo alto de una colina del paisaje adaptativo, descubrirán que no existen soluciones mejores en las cercanías y concluirán que han alcanzado la mejor de todas, aunque existan picos más altos en algún otro lugar del mapa.

Sin embargo, aunque un AG no devuelva siempre una solución perfecta y demostrable a un problema, casi siempre puede devolver al menos una muy buena solución. Los cuatro componentes principales de los AG paralelismo, selección, mutación y cruzamiento, trabajan juntos para conseguir esto. Al principio, el AG genera una población inicial diversa, y lanza una “red” sobre el paisaje adaptativo”, (Frandsen, 2007). En este caso de estudio buscar el mejor diseño de la red eléctrica para disminuir pérdidas y lograr mayor eficiencia en la evacuación de la energía que logra generar el sistema se convierte en la tarea del AG.

Aunque los AG han demostrado su eficiencia y potencia como estrategia de resolución de problemas, no son perfectos (Herberta, 2007). Los AG tienen ciertas limitaciones; sin embargo, se demostrará que todas ellas pueden superarse y que ninguna de ellas afecta a la validez de la evolución biológica.

La primera y más importante consideración al crear un AG es definir una representación del problema. El lenguaje utilizado para especificar soluciones candidatas debe ser robusto; es decir, debe ser capaz de soportar cambios aleatorios que no produzcan errores fatales o resultados sin sentido. Hay dos maneras principales para conseguir esto. La primera, utilizada por la mayoría de los AG, es definir a los individuos como listas de números binarios, enteros o reales donde cada número representa algún aspecto de la solución candidata. Si los individuos son cadenas binarias, un 0 o 1 podría significar la ausencia o presencia de una cierta característica.

Si son listas de números, estos podrían representar muchas cosas distintas: los pesos de las conexiones en una red neuronal, el orden de las subestaciones visitadas en un recorrido dado, la situación espacial de componentes electrónicos

o los valores con los que se alimenta a un controlador. Así, la mutación implica cambiar estos números, cambiar bits y sumar o restar valores aleatorios. En este caso, el propio código del programa no cambia; el código es lo que dirige la simulación y hace un seguimiento de los individuos, para evaluar sus aptitudes y quizás asegurar que sólo se producen valores realistas y posibles para el problema dado.

Por lo tanto, cualquier cambio en los genes de un individuo siempre producirá un resultado inteligible, y por tanto, las mutaciones en la evolución tienen mayor probabilidad de producir una mejora (Suzuki, 1993). Esto entra en contraste con los lenguajes creados por el hombre como el inglés, donde el número de palabras con significado es pequeño comparado con el número total de formas en las que se pueden combinar las letras del alfabeto, y por tanto, es probable que un cambio aleatorio en una frase en inglés produzca un sin sentido.

El problema de cómo escribir la función objetivo debe tratarse de manera cuidadosa para que se pueda alcanzar una mayor aptitud y signifique una solución mejor para el problema dado. Si se elige mal una función objetivo o se define de manera inexacta puede que el AG sea incapaz de encontrar una solución al problema, o puede acabar por resolver el problema equivocado. Esta última situación se describe a veces como la tendencia del AG a “engañar”, aunque en realidad lo que pasa es que el AG hace lo que se le pidió hacer, no lo que sus creadores pretendían que hiciera. Además de elegir bien la función objetivo, también deben seleccionarse con cuidado los otros parámetros de un AG, el tamaño de la población, el ritmo de mutación y cruzamiento, el tipo y fuerza de la selección.

Si el tamaño de la población es demasiado pequeño, puede que el AG no explore de forma suficiente el espacio para encontrar buenas soluciones. Si el ritmo de cambio genético es demasiado alto o el sistema de selección se escoge de manera inadecuada, puede alterarse el desarrollo de esquemas beneficiosos y la

población puede entrar en catástrofe de errores, al cambiar demasiado rápido para que la selección llegue a producir convergencia.

1.4.1 Operador eliminación - repetición

Una vez que se evalúa la población, esta se somete al operador eliminación - repetición. Una de las funciones de este operador consiste en eliminar de la población los individuos cuyo valor de la función objetivo coincida con el de algún individuo que le preceda. Con ello se subsana una de las deficiencias del sistema de codificación elegido, que permite que una misma solución esté representada por individuos diferentes.

Sin embargo, como sí interesa que las cualidades del mejor individuo permanezcan y sirvan de referencia para las generaciones futuras, el mejor individuo se repite un número de veces determinado por el valor del parámetro, "número de veces que se repite el mejor", (Frandsen, 2007). En cada generación siempre se mantendrá una copia intacta del mejor individuo de la generación anterior para no perder esa información.

Debido a la naturaleza del problema, las conexiones de los aerogeneradores solo pueden realizarse desde los puntos más alejados a los más cercanos, por lo que la solución estará muy condicionada por la distribución de los puntos en las soluciones (codificación). Para intentar contrarrestar este efecto, en dos de las repeticiones del mejor individuo no se realiza una copia literal del mejor, sino que se introducen dos modificaciones: En la primera solución los puntos de generación se ordenan en función a la distancia que se encuentren de la subestación transformadora que les corresponda, si se empieza por la primera subestación y termina por la última y en la segunda solución los puntos irán igualmente ordenados, con la salvedad de que la ordenación comenzará por la última subestación y terminará en la primera. Esto se hace así para dar la misma oportunidad de cambiar de subestación a todos los puntos de generación.

De acuerdo a las especificaciones de la investigación, se instrumentará para el caso de Cuba ubicar una subestación única, de aquí se desprende que esta última aplicación estará condicionada por la capacidad que tenga la línea de alta tensión más cercana del sistema.

1.4.2 Operador de cruce

El operador de cruce permite realizar una exploración de toda la información almacenada hasta el momento en la población y combinarla para crear mejores individuos (Gil, 2008). Es una buena idea que, tanto la codificación como la técnica de cruce, se hagan de manera que las características buenas se hereden; o, al menos, no sea mucho peor que el peor de los padres. En problemas en los que, por ejemplo, la adaptación es función de los pares de genes colaterales, el resultante del cruce uniforme tiene una adaptación completamente aleatoria.

Por ello, se precisó de un operador de cruce específico que, en función del punto de corte, gestiona el cruce de forma particular.

Después de cada evaluación y tras someter a la población a una ordenación de los individuos en función de su bondad y al operador eliminación - repetición, cada individuo podrá cruzarse con su contiguo, gracias a la ordenación corresponde a su siguiente por la función objetivo si un número generado al azar cumple con la condición del parámetro de probabilidad de cruce.

Esta condición se cumple cuando un número generado aleatoriamente dentro del rango 0 a 100 es inferior al valor introducido como probabilidad de cruce. De esta forma, el mejor individuo podrá cruzarse con el segundo mejor, el segundo con el tercero y así de manera sucesiva.

A diferencia de los métodos que se utilizan para la selección de los individuos (como el método de la ruleta), en el método empleado se conocen a priori los individuos, (Katic,1986);(Grefenstette,1986);(Frandsen,1991);(Frandsen,2006) y (Frandsen,2007), esto permite una mayor rapidez en la convergencia del algoritmo

y, aunque existe un riesgo de saturar la población con individuos de la misma familia, en la práctica, no se manifiesta de forma significativa.

El proceso de cruce se ha definido como sigue: se genera un número al azar, comprendido entre 1 y $2 \times np - 1$ (el doble del número de puntos de generación menos uno). Este número proporciona la posición, dentro del vector que representa a la solución, a partir de la cual se van a intercambiar los elementos y atender las consideraciones siguientes:

1. Si la posición de cruce es menor que el número de puntos de generación, np , quiere decir que el cruce se producirá en la zona de la permutación.

Dado que en dicha zona lo que se tiene es una permuta del conjunto de puntos de generación, un cruce produciría la pérdida de algún punto y la repetición de otros, por lo que la solución no sería válida.

Para evitar esto, en lugar de realizar un cruce como tal, cuando la posición de corte recae en dicha zona, se realizará una mutación especial, que será explicada en el siguiente apartado.

Si la posición de cruce es mayor que el número de puntos de generación, quiere decir que el cruce se producirá fuera de permuta.

1.4.3 Operador de mutación

La mutación se considera un operador básico, que proporciona un pequeño elemento de aleatoriedad en la vecindad (entorno) de los individuos de la población. Si bien se admite que el operador de cruce es el responsable de efectuar la búsqueda a lo largo del espacio de posibles soluciones, también parece desprenderse de los experimentos efectuados por varios investigadores (Shahirinina, 2005), donde el operador de mutación gana en importancia a medida que la población de individuos converge. El objetivo del operador de mutación es producir nuevas soluciones a partir de la modificación de un cierto número de

genes de una solución existente, con la intención de fomentar la variabilidad dentro de la población.

Existen muy diversas formas de realizar la mutación, desde la más sencilla (Puntual), donde cada gen muta de manera aleatoria con independencia del resto de genes, hasta configuraciones más complejas en las cuales se tienen en cuenta la estructura del problema y la relación entre los distintos genes. Por otra parte (Shaffer, y col, 1989), determinaron utilizar la denominada evolución primitiva, en la cual, el proceso evolutivo consta tan sólo de selección y mutación. Encuentran que dicha evolución primitiva supera con creces a una evolución basada en la selección y el cruce.

Otra conclusión de este trabajo es que la determinación del valor óptimo de la probabilidad de mutación es mucho más crucial que el relativo a la probabilidad de cruce. Si bien en la mayoría de las implementaciones de AG se asume que tanto la probabilidad de cruce como la de mutación permanecen constantes, algunos autores han obtenido mejores resultados experimentales con la modificación de la probabilidad de mutación a medida que aumenta el número de iteraciones. Tras las operaciones de cruce, la población resultante se somete a la operación de mutación. Elemento que se consideró para esta investigación.

1.5 Revisión de los principales trabajos realizados sobre optimización de parques eólicos

En los últimos años se han realizado importantes aportes en la rama de las energías renovables, y en específico, en el área de estudio de esta investigación, se han incorporados trabajos bien sólidos sobre la optimización de parques eólicos que utilizan AG como los que se referirán a continuación:

El primero de ellos realizado por (Mosetti, y col, 1994), enfoca la optimización de los parques eólicos a partir de los aerogeneradores. Se utiliza a la red eléctrica del parque eólico como un eslabón complementario del proceso de generación, elemento que afecta de forma directa una optimización más acabada.

Luego el trabajo de (Ozturk y Norman, 2004), aborda la ubicación de aerogeneradores en un parque con un número considerable de estos y mantuvo la dificultad de no considerar la influencia de la infraestructura eléctrica. El desarrollo de la temática continuó con un ritmo lento hasta aparecer el trabajo de (Grady, y col, 2006), que proponen una vez más la utilización de los AG para determinar el emplazamiento óptimo de los aerogeneradores. La investigación más acabada de los últimos tiempos aparece un año después, (Castro, y col, 2007), quienes proponen una vez más la utilización de los AG en la optimización de parques eólicos, pero ahora de manera global.

Los tres primeros métodos solo pretenden mostrar la aplicabilidad del método propuesto, lo que les permite analizar modelos de costos muy simples, no se tienen en cuenta aspectos temporales como los ingresos por venta de energía, los costos de operación y mantenimiento del parque eólico, ni su infraestructura eléctrica para la vida aproximada de trabajo del parque eólico entre 20 y 30 años.

A juicio del autor se puede resumir que los trabajos más importantes antes del referido del 2007, presentan dificultades del rango en que la utilización de un único modelo de costos sobre la base de los aerogeneradores resulta insuficiente para valorar todo el esquema multidisciplinario que conlleva la optimización de una instalación eólica, también en estos trabajos se analiza la utilización de un mismo tipo de aerogenerador, no se tienen en cuenta los costos de la infraestructura eléctrica, utilizan una caracterización simplificada de la distribución estadística de la frecuencia de los vientos, evidencian la incapacidad de gestionar restricciones como la presencia de zonas en que no pueden emplazarse los aerogeneradores o ser atravesadas por líneas eléctricas, ya sea por la presencia de obstáculos físicos u otras regulaciones como por ejemplo el medio ambiente.

Lamentablemente, los autores en ningún apartado contemplan las pérdidas eléctricas, aspecto que le dificulta el rendimiento global a la instalación.

Por último, el algoritmo presentado en el 2007, supera las rigideces y carencias de los anteriores y optimiza de manera global los parques eólicos, elementos que

utiliza esta investigación por su robustez y flexibilidad en el análisis de la infraestructura eléctrica de los parques eólicos, aunque no prueba la posibilidad de conexión de la instalación en una posición específica de la línea de alta tensión, así como de otras conexiones en puntos preestablecidos de las subestaciones y los resultados que estos pueden ofrecer en la reducción de las pérdidas eléctricas por efecto Joule, también la premisa que desarrolla el algoritmo se basa en la aplicabilidad del elemento de máxima rentabilidad económica en la utilización de los diferentes conductores, sin tener en cuenta los resultados en cuanto a pérdidas eléctricas.

En Cuba la problemática se encuentra en los primeros pasos de investigación, producto a que la utilización de la generación eólica es todavía joven y la aplicación se ha basado en las investigaciones internacionales realizadas, que son poco frecuentes en comparación con la relevancia energética de la temática que aborda este tipo de generación de energía renovable con respecto a sus índices de pérdidas electroenergéticas.

Conclusiones del capítulo I

En las conclusiones del capítulo I se recogen:

1. Debido al interés por la utilización de las fuentes renovables de energía y la generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica, resulta vital contar con algoritmos de optimización para las pérdidas por efecto Joule durante todo el proceso de generación y evacuación de energía eléctrica.
2. Se demuestra la posibilidad que poseen los AG en la optimización energética de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos.
3. La optimización es tratada para disminuir las pérdidas por efecto Joule y mantener costos competitivos con relación a otras técnicas utilizadas.
4. Se traza una metodología para el rodeo de zonas restringidas o prohibidas que pueden aparecer al aumentar el tamaño de los parques a implementarse en Cuba.

5. La experiencia en Cuba sobre esta temática se encuentra en fases iniciales.

CAPÍTULO II: METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE PARQUES EÓLICOS EN CUBA

CAPÍTULO II: METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS DE PARQUES EÓLICOS EN CUBA

2.1 Planteamiento de la metodología

En el análisis de la infraestructura eléctrica del parque eólico como se especificó con anterioridad se conocen las posiciones de los aerogeneradores y de las líneas de evacuación existentes en las proximidades de la instalación. Para un número de aerogeneradores declarados y líneas de evacuación determinadas el trazado de la red eléctrica debe originarse sobre la base de disminución de los costos y reducción de pérdidas en la transportación de la energía eléctrica generada y cumplir una serie de restricciones como son:

1. Todos los puntos de generación deben quedar conectados con alguna de las líneas de alta tensión ya existentes mediante una red radial, para que la energía capturada por un aerogenerador cualquiera sea evacuada a través de una subestación transformadora y su línea de alta tensión, en un circuito que puede compartir con otros aerogeneradores.
2. El número máximo de subestaciones conectadas a cada una de las líneas de alta tensión se limita al máximo de una y su potencia no puede superar la máxima capacidad admisible de la línea de alta tensión.
3. Cada una de las subestaciones del parque eólico se conecta a una de las líneas de alta tensión mediante su correspondiente línea de evacuación de energía.
4. La potencia de cualquier subestación (suma de las potencias de los aerogeneradores conectados a ellas) estará limitada a la máxima capacidad de la línea de evacuación disponible en línea de alta tensión de la red de transporte y distribución a la cual pretende conectarse.

Para diseñar la red además se debe conocer el número de aerogeneradores que se conectarán a una subestación determinada, su ubicación puede quedar limitada a un área pequeña entre el centro de gravedad de los aerogeneradores con respecto a la línea, pero en la investigación se aborda la posibilidad de explorar otras posiciones, así como la conexión en la línea de alta tensión.

La optimización energética que realiza la metodología es la aplicación de un AG que funcione tras conocer la ubicación aproximada o exacta de las subestaciones, las posibles líneas de AT, y la ubicación de los aerogeneradores que logre realizar el cálculo de las secciones de los conductores que menores pérdidas por efecto Joule produzcan.

Para resolver el problema de la configuración y el trazado de la red interna se parte del mapa de implantación de los aerogeneradores del parque eólico, así como de la situación de las posibles líneas de evacuación existentes en las proximidades del mismo.

Al conocerse las posibles líneas de evacuación y para un determinado conjunto de aerogeneradores y ubicación especificados, se trata de obtener la configuración y el trazado de la red eléctrica interna de distribución de energía de pérdidas mínimas. Por otra parte, es importante saber si en la zona de emplazamiento existen las denominadas zonas prohibidas que pudieran encarecer la solución.

2.2. Evaluación de la población en un ejemplo tipo

Según se planteaba con anterioridad la evaluación de las soluciones mediante la función objetivo es el elemento que define el AG. Ella es la que determina qué soluciones deberían eliminarse, cuáles duplicarse y la forma de realizar la hibridación entre ellas.

Dado que la información genética contenida en la codificación de cada individuo se reduce a la red interna de distribución en media tensión, es necesario hacer alguna aproximación sobre la posición de las subestaciones, a fin de poder evaluar de manera correcta la solución descrita por cada individuo.

Con el propósito de que la aproximación sea lo más exacta posible y así tener una evaluación previa válida sin tener que hacer el cálculo exacto de las posiciones de las subestaciones, lo que implicaría un mayor tiempo de cálculo, se ha resuelto un ejemplo tipo que posibilita un mejor entendimiento del algoritmo propuesto. El ejemplo en cuestión proporciona la posibilidad de estudiar la mejor ubicación de la subestación.

Los aerogeneradores serán de una potencia como se muestra en la Tabla II.2.1, con una tensión de generación de 690 V a 60 Hz. Los conductores que se emplearon aparecen con sus características técnicas y económicas en el (Anexo XI). Para entregar la energía producida en cada unidad eólica a la red de media tensión se pueden instalar centros de transformación individuales en cada aerogenerador para elevar la tensión de 690 a 34 500 V o interconectarlos con subestaciones como en este caso.

Se parte del mapa de emplazamiento plasmado en la Figura II.1, donde se indican las posiciones y potencias de cinco puntos de generación y donde solo los aerogeneradores A₃ y A₄ se conectan a la subestación. En la representación de estos puntos, también se representa la línea de la red de transporte a la que se deben conectar a través de una subestación transformadora única y además no aparecen zonas prohibidas.

1. Si P_i es la potencia del aerogenerador i, C_{bf} son los costos fijos de la red de media tensión (asociados al trazado de canalizaciones y conductores) y C_{bv} son los costos variables de media tensión (asociados a las pérdidas en las líneas), las coordenadas del centro de gravedad de los puntos de generación (X_{cdg}, Y_{cdg}) que conectan con la subestación, j, Figura II.2 para el Ejemplo Tipo, Tabla II.2.2, se calculan mediante las expresiones:

$$X_{cdg j} = \frac{\sum X_i (P_i C_{bv} + C_{bf})}{\sum (P_i C_{bv} + C_{bf})} \quad Y_{cdg j} = \frac{\sum Y_i (P_i C_{bv} + C_{bf})}{\sum (P_i C_{bv} + C_{bf})}$$

Tabla II.2.1 Aerogeneradores.

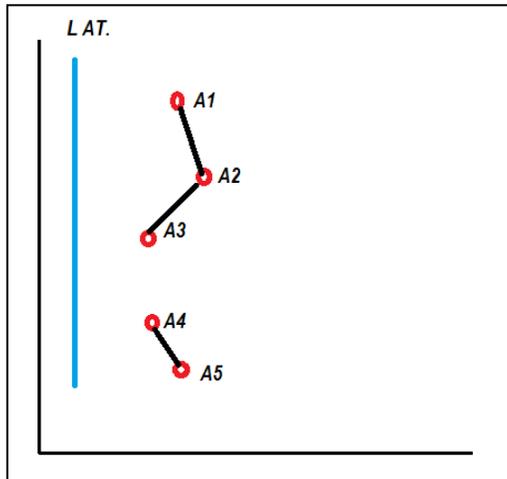
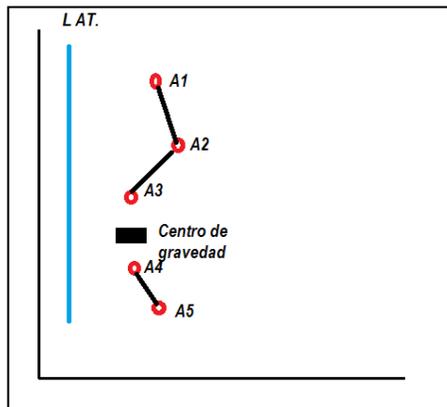


Fig.II.1.Disposicion de los aerogeneradores y la línea de AT. Ejemplo Tipo. (Fuente: elaborado por el autor).

Aerogenerador	X (km)	Y (km)	P (kW)
A ₁	4,10	6,10	1 000
A ₂	4,90	5,30	1 000
A ₃	3,15	4,40	1 000
A ₄	3,15	2,10	1 000
A ₅	4,05	1,20	1 000

Tabla II.2.2 Posición del cdg.

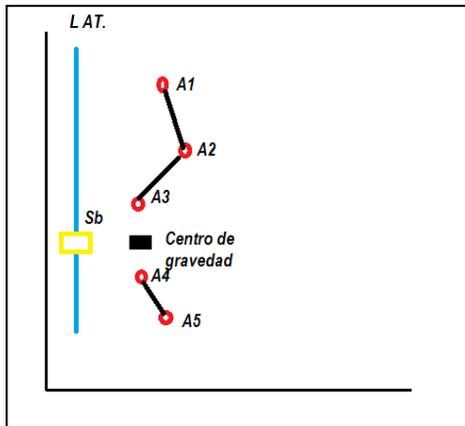


Punto	X (km)	Y (km)
Centro de gravedad	3,15	3,25

Fig. II.2.Posicion del centro de gravedad y la línea de AT para el Ejemplo Tipo. (Fuente: elaborado por el autor).

2. Se consideran tres posibles coordenadas a la posición de las subestaciones:
 - a. El punto de intersección de la línea de alta tensión con su perpendicular que pasa por el centro de gravedad (Figura II.3 para el ejemplo Tipo), con las coordenadas detalladas en la Tabla II.2.3.

Tablall.2.3 Subestación en AT.

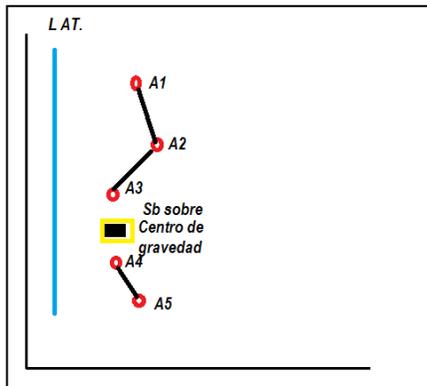


Punto	X (km)	Y (km)
Subestación	0,7	3,25

Fig. II.3.Subestacion sobre la línea de AT para el Ejemplo Tipo. (Fuente: elaborado por el autor).

b. Las mismas coordenadas del centro de gravedad, Figura II.4, cuantificadas en la Tabla II.2.4.

Tabla II.2.4 Sb en el cdg.



Punto	X (km)	Y (km)
Subestación	3,15	3,25

Fig. II.4.Subestacion sobre el centro de gravedad para el Ejemplo Tipo. (Fuente: elaborado por el autor).

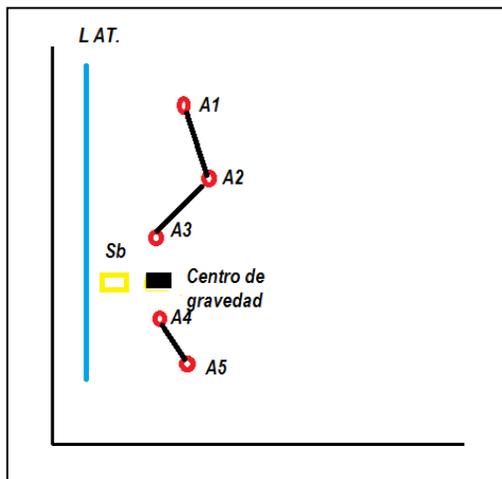
c. Un punto intermedio entre ambos Figura II.5. La posición de este punto se pondera con respecto a la relación entre los costos de alta tensión. Si P_i es la potencia conectada a la subestación i , C_{af} son los costos fijos de la red de alta tensión (asociados al trazado de canalizaciones y conductores) y C_{av} son los costos variables de alta tensión (asociados a las pérdidas en las líneas), C_{bf} son los costos fijos de la red de media tensión y C_{bv} son los costos variables de media tensión. La posición de este punto cuantificada en la Tabla II.2.5 se obtiene al

ponderar la relación entre los costos de la red de alta tensión y los de media tensión, de la siguiente forma:

$$P_{int} = \frac{C_{av} P_i + C_{af}}{(C_{av} + C_{bv})P_i + (C_{af} + C_{bf})}$$

$$X_i = X_L P_{int} + X_{cdg} (1 - P_{int})$$

Tabla II.2.5 Sb en punto intermedio.



Punto	X (km)	Y (km)
Subestación	1,92	3,25

Fig.II.5.Subestacion sobre un punto intermedio para el Ejemplo Tipo. (Fuente: elaborado por el autor).

3. Se evalúan los costos de situar la subestación transformadora en cada una de estas posiciones y se tomará aquella posición que presente un menor costo. Si P_0 es la potencia transformada por subestación, P_j es la potencia canalizada a través del punto de generación j , nr es el número de puntos de generación que se conectan a la subestación, a , b , y c son los parámetros de la traza (recta) de la línea de alta tensión, (X_0, Y_0) las coordenadas candidatas de la subestación transformadora, (X_j, Y_j) las coordenadas del punto de generación j , C_{af} y C_{av} son los costos fijos y variables de la red de alta tensión, y C_{bf} y C_{bv} son los costos fijos

y variables de la red de media tensión, la evaluación de estos costos se realiza con la siguiente expresión.

$$C = (C_{av}P_o + C_{af}) \frac{|a x_o + b y_o - C|}{\sqrt{a^2 + b^2}} \sum_{j=1}^{nr} (C_{bv} P_j + C_{bf}) \sqrt{((X_o - X_j)^2 + (Y_o - Y_j)^2)}$$

Como se puede observar, el método indicado no es exacto pero permite obtener una buena aproximación y tiene la ventaja de ser muy eficiente. Esta es la cualidad fundamental de este método y donde reside su utilidad, ya que hay que tener en cuenta que el algoritmo lo aplica un número de veces proporcional al número de generaciones por el tamaño de la población y por el número de subestaciones, por lo que contar con un método rápido de buena exactitud es del todo fundamental.

En las Tabla II.2.6, Tabla II.2.7, y Tabla II.2.8 se describen con mayor detalle la red de media tensión para los casos en que la subestación se encuentra sobre la línea de AT., cuando se encuentra sobre el centro de gravedad y por último en la ubicación intermedia entre el centro de gravedad y la línea de AT.

Tabla II.2.6 Red de MT para subestación sobre la línea de AT.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
A ₁ -A ₂	1 000	1,13	70	127,57	95	83,78
A ₂ -A ₃	2 000	1,96	70	885,13	240	232,24
A ₅ -A ₄	1 000	1,27	70	143,38	95	94,17
A ₃ -Sb	3 000	2,70	70	2 743,45	300	456,04
A ₄ -Sb	2 000	2,70	70	1 219,31	240	319,93
Total	9 000	9,76	70	5 118,76	—	1 186,18

Tabla II.2.7 Red de MT para subestación sobre el cdg.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
A ₁ -A ₂	1 000	1,13	70	127,57	95	83,78
A ₂ -A ₃	2 000	1,96	70	885,13	240	232,24
A ₅ -A ₄	1 000	1,27	70	143,38	95	94,17
A ₃ -Sb	3 000	1,15	70	1 168,50	300	194,24
A ₄ -Sb	2 000	1,15	70	519,33	240	136,26
Total	9 000	6,66	70	2 843,84	—	740,70

Tabla II.2.8 Red de MT para subestación en un punto intermedio.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
A ₁ -A ₂	1 000	1,13	70	127,57	95	83,78
A ₂ -A ₃	2 000	1,96	70	885,13	240	232,24
A ₅ -A ₄	1 000	1,27	70	143,38	95	94,17
A ₃ -Sb	3 000	1,68	70	1707,037	300	283,76
A ₄ -Sb	2 000	1,68	70	758,683	240	199,06
Total	9 000	7,72	70	3 621,808	—	893,02

Por lógica la opción que menores niveles de pérdidas por efecto Joule compila es la de colocar la subestación en las coordenadas del centro de gravedad de generación. Luego se recogen los resultados del costo de las tres opciones en la Tabla II.2.9, Tabla II.2.10 y Tabla II.2.11. De igual manera los costos de cada tramo por secciones aparecen en el (Anexo XV).

Tabla II.2.9 Costos en MT para Sb sobre línea de AT.

Potencia a transportar (kW)	Costo (CUC)
9 000	989 246,48

Tabla II.2.10 Costos en MT para Sb sobre cdg.

Potencia a transportar (kW)	Costo (CUC)
9 000	531 388,84

Tabla II.2.11 Costos en MT para Sb en un punto intermedio.

Potencia a transportar (kW)	Costo (CUC)
9 000	729 187,63

Del análisis realizado en el ejemplo de estudio para la red de MT se desprende que el coeficiente de pérdidas por efecto Joule es menor en el caso donde se ubica la subestación en las coordenadas del centro de gravedad, tanto para el conductor más económico como para el que el algoritmo seleccionó como el que aportaba menor índices de pérdidas por efecto Joule y mantenía precios competitivos.

También se realizó el análisis para la red de AT, donde se indica para cada tramo la potencia máxima a transportar, la longitud en kilómetros y la sección del conductor recomendado en el que se ha comprobado que las exigencias de uso no superan la capacidad técnica de los conductores y las tres posiciones donde se ha analizado la ubicación de la subestación. Obsérvese las Tablas II.2.12, II.2.13 y II.2.14, y en el (Anexo XVI), los costos.

Tabla II.2.12 Alta tensión con subestación sobre la línea de AT.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
Sb-L	5 000	-	-	-	-	-

Tabla II.2.13 Alta tensión con subestación sobre el cdg.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
Sb-L	5 000	2,45	150	12,93	240	8,84

Tabla II.2.14 Alta tensión con subestación en un punto intermedio.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
Sb-L	5 000	1,22	150	6,46	240	4,42

En la Tabla II.2.15 se muestran las características de las subestación, se indica la potencia máxima a transformar durante el uso, el número de barras o celdas de entrada y la potencia nominal de la subestación recomendada.

Tabla II.2.15 Características de la subestación.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Potencia Nominal	Costo (CUC)
Sb	5 000	2	10 000	240 000

Se finalizó con la Tabla II.2.16 donde se muestra la distribución de los costos correspondientes a la solución propuesta. Como puede verse, el costo total de la infraestructura eléctrica del parque asciende a 1 211 062,84 CUC, que

incluye tanto la inversión inicial como los costos derivados de la explotación durante toda la vida del parque.

Tabla II.2.16 Costos de la solución propuesta.

Concepto	Costo con sección de máxima rentabilidad	%	Costo con sección mejorada	%
MT	1 381 973,71	80,26	871 225,84	71,95
AT	99 837,00	5,80	99 837,00	8,24
Sb	240 000,00	13,94	240 000,00	19,81
Total	1 721 810,71	-	1 211 062,84	-

2.3 Capacidad de la metodología

Para el análisis de optimización de la red eléctrica de un parque, en la Tabla II.3.1 se resumen las características de tres casos en los que, a partir de una misma distribución de aerogeneradores y la línea de alta tensión (red de transporte y distribución), se incorporan diferentes problemáticas y restricciones, que la metodología analiza para proponer la representación de la red eléctrica más conveniente en cuanto a disminución de pérdidas por efecto Joule que el algoritmo aporta. En el caso de estudio se decidió incorporar la perspectiva de una única subestación para las características de Cuba.

La problemática inicial no presenta dificultades de obstáculos en su terreno para el trazado de la infraestructura eléctrica, en la segunda situación se presentó la aparición de una zona prohibida que dificultaba la conexión con la línea de AT y por último en la tercera se presentó una nueva zona prohibida que limitaba las interconexiones en el área de MT.

Tabla II.3.1 Características de los casos de estudio.

Características	Casos en estudio		
	1	2	3
Una línea de AT	x	x	x
Una zona prohibida		x	
Dos zonas prohibidas			x

La Figura II.6 muestra el emplazamiento de los aerogeneradores de un parque tipo y en la Tabla II.3.2 las coordenadas de los mismos. En el mismo se observa que el terreno se dividió en una superficie de 5 km de lado. Los aerogeneradores considerados ($A_1...A_{20}$) son todos iguales, con una potencia nominal de 1 000 kW. La optimización inicial se realiza sobre la base de la máxima rentabilidad económica inicial, para el análisis de esta investigación se determinó incluir el mejoramiento de la sección de los conductores.

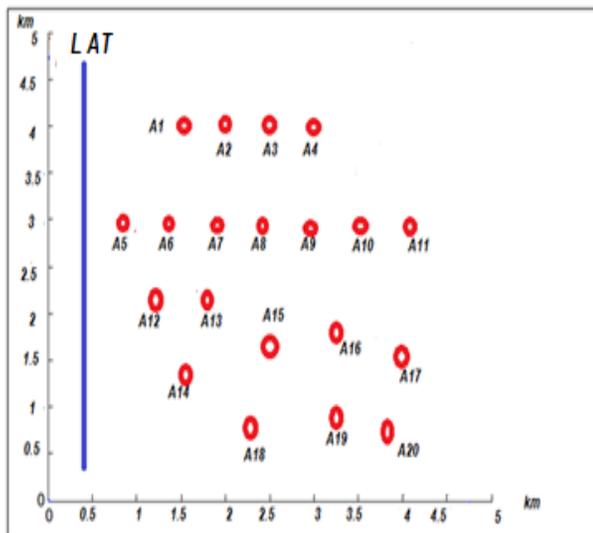


Fig. II.6 Ubicación de los aerogeneradores y la línea de AT para los casos de estudio. (Fuente: elaborado por el autor).

Tabla II.3.2 Coordenadas de los aerogeneradores en el parque de estudio.

Punto	X (km)	Y (km)	P (kW)	Punto	X (km)	Y (km)	P (kW)
A₁	1,56	4,00	1 000	A₁₁	4,10	3,00	1 000
A₂	2,00	4,00	1 000	A₁₂	1,20	2,10	1 000
A₃	2,50	4,00	1 000	A₁₃	1,80	2,10	1 000
A₄	3,00	4,00	1 000	A₁₄	1,55	1,40	1 000
A₅	0,80	3,00	1 000	A₁₅	2,45	1,60	1 000
A₆	1,40	3,00	1 000	A₁₆	3,25	1,80	1 000
A₇	1,90	3,00	1 000	A₁₇	3,95	1,55	1 000
A₈	2,40	3,00	1 000	A₁₈	2,35	0,75	1 000
A₉	2,90	3,00	1 000	A₁₉	3,25	0,90	1 000
A₁₀	3,55	3,00	1 000	A₂₀	3,75	0,75	1 000

Se muestran también los parámetros a considerar para el cálculo de los diferentes costos que se mantendrán iguales para todos los casos, (Ver; Anexo X). También aparecen los costos asociados a las instalaciones eléctricas, que también se mantienen en todos los casos, (Ver; Anexo XI).

Por otra parte se muestra la curva de costos totales actualizados de la red de media tensión para cinco tipos de conductores diferentes, (Ver, Anexo XII), así como la ecuación de la recta de regresión por mínimos cuadrados que mejor aproxima la envolvente de costos mínimos. Por último en (Anexo XIII) y (Anexo XIV), se muestran informaciones similares pero correspondientes a las líneas de evacuación en alta tensión y para las subestaciones.

2.3.1 Propuesta de la metodología para el caso 1

En este caso se considera que la línea de alta tensión de la red de transporte y distribución tiene capacidad suficiente para evacuar la totalidad de la potencia del parque eólico. Se considera, además, que toda la superficie del emplazamiento se encuentra libre de restricciones para la red eléctrica (no se consideran zonas prohibidas para el trazado eléctrico).

Al encontrarse los aerogeneradores diseminados por toda la geografía del terreno de emplazamiento del parque se determinó ubicar la subestación en las coordenadas del centro de gravedad y de ahí calcular la distancia hacia la línea de AT, la configuración que se espera consistirá en una red de media tensión, ramificada, que evacuará la energía eléctrica generada a través de una única subestación conectada a la línea de alta tensión, ya que esta línea tiene capacidad suficiente para evacuar todo el parque. La solución que proporciona la metodología se representa en la Figura II. 7.

Los aerogeneradores más alejados se conectan a los más cercanos al centro geométrico del parque eólico de manera ramificada. Estos puntos, a su vez, insertan toda la energía generada hacia la subestación (Sb). La posición de la subestación corresponde a las del centro de gravedad. También puede verse que la conexión de la subestación a la línea de alta tensión se realiza por el camino más corto, resultado que además de economía implicaría menores pérdidas por efecto Joule de la instalación.

En las Tabla II.3.1.1 y Tabla II.3.1.2, se describen con mayor detalle tanto la red de media tensión como la de alta tensión de la solución alcanzada. Se indica por tramo la potencia máxima a transportar, la longitud en kilómetros y la sección del conductor recomendado en el que se ha comprobado que las exigencias de uso no superan la capacidad técnica de los conductores. Ver en el (Anexo XVII) y en el (Anexo XVIII), los costos de MT y AT.

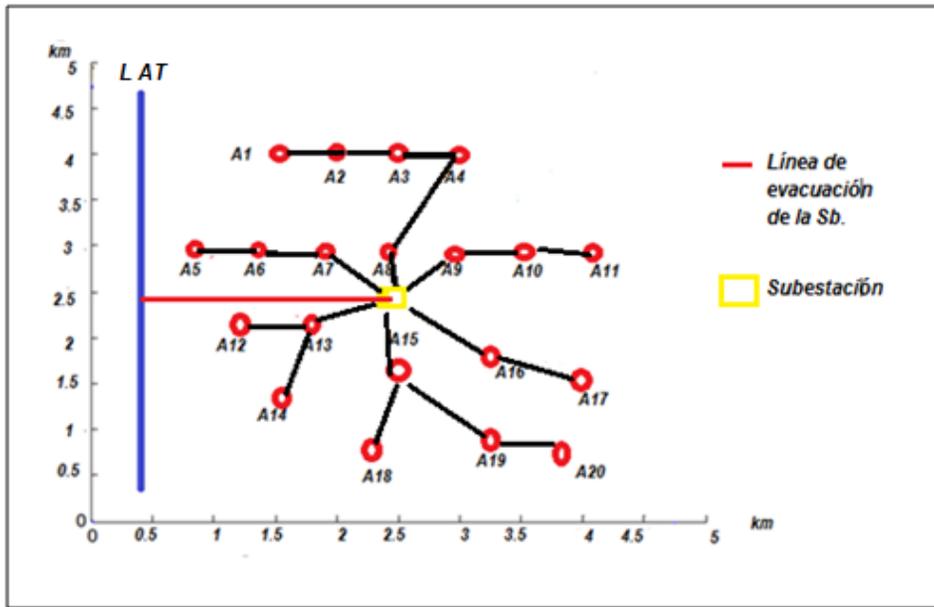


Fig. II.7 Solución óptima para el caso 1. (Fuente: elaborado por el autor).

En la Tabla II.3.1.3 se detallan las características de la subestación, que en este caso es una, se indica la potencia máxima a transformar durante su uso.

Tabla II.3.1.1 Red de MT para el caso 1.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
A ₁ -A ₂	1 000	0,40	70	45,15	95	29,65
A ₂ -A ₃	2 000	0,50	70	225,79	240	59,24
A ₃ -A ₄	3 000	0,50	70	508,04	300	84,45
A ₄ -A ₈	4 000	1,72	70	3 106,98	300	516,48
A ₅ -A ₆	1 000	0,60	70	67,73	95	44,48
A ₆ -A ₇	2 000	0,50	70	225,79	240	59,24
A ₁₁ -A ₁₀	1 000	0,55	70	62,09	95	40,78
A ₁₀ -A ₉	2 000	0,65	70	293,53	240	77,02
A ₁₂ -A ₁₃	1 000	0,60	70	67,73	95	44,48

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
A ₁₄ -A ₁₃	1 000	0,74	70	83,54	95	54,87
A ₁₇ -A ₁₆	1 000	0,74	70	83,54	95	54,87
A ₁₈ -A ₁₅	1 000	0,85	70	95,96	95	63,02
A ₂₀ -A ₁₉	1 000	0,52	70	58,70	95	38,55
A ₁₉ -A ₁₅	2 000	1,06	70	478,69	240	125,60
A ₇ -Sb	3 000	0,77	70	782,39	300	130,05
A ₈ -Sb	5 000	0,55	70	1 552,36	300	258,05
A ₉ -Sb	3 000	0,71	70	721,42	300	119,92
A ₁₃ -Sb	3 000	0,73	70	741,74	300	123,30
A ₁₅ -Sb	4 000	0,85	70	1 535,43	300	255,23
A ₁₆ -Sb	2 000	1,03	70	465,14	240	122,04
Total	43 000	14,57	70	11 201,74	—	2 301,32

Tabla II.3.1.2 Red de alta tensión para el caso 1.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
Sb-L	20 000	2,10	240	12,12	300	9,27

Tabla II.3.1.3 Características de la subestación para el caso 1.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Potencia Nominal (kW)	Costo (CUC)
Sb	20 000	6	30 000	480 000

Se observa tanto en la MT como en AT, que las pérdidas eléctricas por efecto Joule decrecen en relación a la utilización de un conductor con mayor sección, para la utilización de este conductor se tuvo en cuenta que el nuevo conductor optimizado por el algoritmo debía mantener la perspectiva económica que justificaría su aplicación.

En la Tabla II.3.1.4, se muestra la distribución de los costos actualizados correspondientes a la solución propuesta. Como puede verse, el costo total de la infraestructura eléctrica del parque asciende a 2 646 033,98 CUC, que incluye tanto la inversión inicial como los costos derivados de la explotación durante toda la vida del parque.

La inversión inicial necesaria se encuentra desglosada en cuanto a términos correspondientes de la instalación de media tensión 2 041 929,94 CUC, que equivalen al 77,16 % de los mismos, los correspondientes a la instalación de alta tensión 124 104,04 CUC que suponen el 4,69 %, así como los correspondientes a la instalación de la subestación 480 000 CUC, que significan el 18,15 % restante. Hacen un total de 2 646 033,98 CUC para la infraestructura eléctrica del parque muy por debajo luego de mejorar la sección de los conductores.

Tabla II.3.1.4 Comportamiento de los costos para el caso 1.

Concepto	Costo con sección de máxima rentabilidad (CUC)	%	Costo con sección mejorada (CUC)	%
MT	7 366 426,53	93,80	2 041 929,94	77,16
AT	126 792	1,61	124 104,04	4,69
Sb	360 000	4,59	480 000	18,15
Total	7 853 218,53	-	2 646 033,98	-

2.3.2 Propuesta de la metodología para el caso 2

En la figura II.8 se muestra la solución que la metodología ofrece para el trazado óptimo de la infraestructura eléctrica del parque eólico. En este caso se considera también que la línea de alta tensión de la red de transporte y distribución tiene capacidad suficiente para evacuar la totalidad de la potencia del parque eólico. En este caso la superficie del emplazamiento no se encuentra libre de restricciones para la red eléctrica (aparece una zona prohibida para el trazado eléctrico).

La ubicación de la subestación es próxima al centro de gravedad del grupo de aerogeneradores que evacuan la energía hacia la línea de AT, los cuales se conectan de forma directa a la subestación. Para el trazado de la línea de conexión entre la subestación y la línea de AT fue necesario el rodeo de la zona prohibida lo cual significó un aumento de la extensión de la línea con el aumento consiguiente tanto en pérdidas eléctricas como en dinero.

En la Tabla II.3.2.1 se muestra en detalle la red de media tensión de la solución alcanzada para el caso 2, que coincide con la del caso inicial. Como se observa, la distancia total del trazado es igual que en el caso 1, la diferencia aparece para el caso de la AT donde el recorrido fue mayor por la presencia de la zona prohibida.

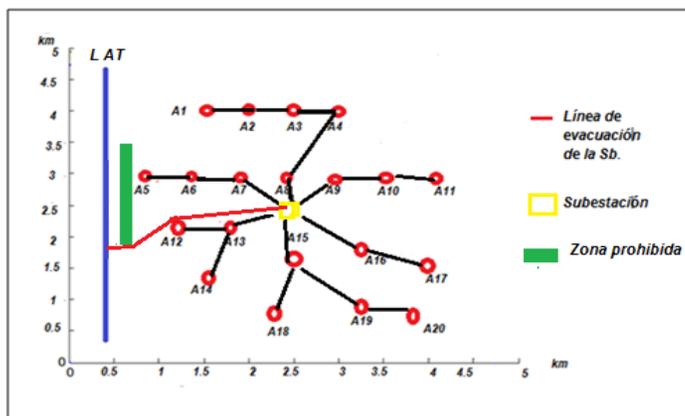


Fig. II.8 Solución óptima para el caso 2. (Fuente: elaborado por el autor).

Tabla II.3.2.1 Red de MT para el caso 2.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
Total	43 000	14,57	70	11 201,74	----	2 301,32

Los costos en MT se encuentran representados en el (Anexo XVII). La Tabla II.3.2.2 contiene los resultados obtenidos para la red de AT, los costos verlos en el (Anexo XIX).

Tabla II.3.2.2 Red de alta tensión para el caso 2.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor (mm ²)	Pérdidas por Efecto- Joule kWh/año	Nuevo Conductor (mm ²)	Pérdidas por Efecto- Joule kWh/año
Sb-L	20 000	2,60	240	15,01	300	11,48

En la Tabla II.3.2.3 se destacan las características de la subestación, se indica la potencia máxima a transformar durante su uso y su costo.

Tabla II.3.2.3 Características de la subestación para el caso 2.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Potencia Nominal	Costo (CUC)
Sb	20 000	6	30 000	480

En la Tabla II.3.2.4 se muestra la distribución de los costos actualizados correspondientes a la solución propuesta. Como puede verse, el costo total de la infraestructura eléctrica del parque es de 2 675 577,94 CUC, que incluye tanto la inversión inicial como los costos derivados de la explotación durante toda la vida del parque.

La inversión inicial necesaria se encuentra desglosada en la instalación de media tensión 2 041 929,94 CUC, que equivalen al 76,31 % de los mismos, los correspondientes a la instalación de alta tensión 153 648 CUC que suponen el 5,74 %, así como los correspondientes a la instalación de la subestación necesaria 480 000 CUC, que significan el 17,95 % restante. Hacen un total de 2 675 577,94 CUC para la infraestructura eléctrica del parque.

Tabla II.3.2.4 Comportamiento de los costos para el caso 2.

Concepto	Costo con sección de máxima rentabilidad (CUC)	%	Costo con sección mejorada (CUC)	%
MT	7 366 426,53	93,44	2 041 929,94	76,31
AT	156 996,00	2,00	153 648,0	5,74
Sb	360 000	4,56	480 000	17,95
Total	7 883 422,53	-	2 675 577,94	-

2.3.3 Propuesta de la metodología para el caso 3

En este caso se considera la presencia de dos zonas prohibidas para la red eléctrica entre el parque eólico y la línea de alta tensión, la zona prohibida número dos afecta el conexionado de la red de MT lo que afecta el porcentaje de pérdidas y costos. Con este planteamiento se pondrá a prueba el mecanismo de realización del rodeo de la zona prohibida en el trazado eléctrico de alta tensión. Como se observó en el apartado correspondiente, cuando se comprueba que entre la subestación y la línea de alta tensión se atraviesa una zona prohibida, se realizan trazados alternativos que tratan de rodearla mediante dos procedimientos distintos, el método de la tangente y perpendicular y el método del ángulo. Se toma el trazado cuya longitud total sea menor de entre todas las opciones propuestas y comprobar siempre la existencia de un trazado más corto alternativo hasta cualquier otro

tramo de la línea de alta tensión a la que se pretende llegar.

La solución óptima que propone la metodología se muestra en la Figura II.9. Como puede verse, la configuración de la red eléctrica se organiza sobre la base de una subestación, la cual evacúa la energía de todos los aerogeneradores a la línea de alta tensión (como en los casos anteriores). Los aerogeneradores A_{18} , A_{19} y A_{20} se conectan a la subestación de otra manera en comparación con los casos anteriores debido a la presencia de la zona prohibida número dos.

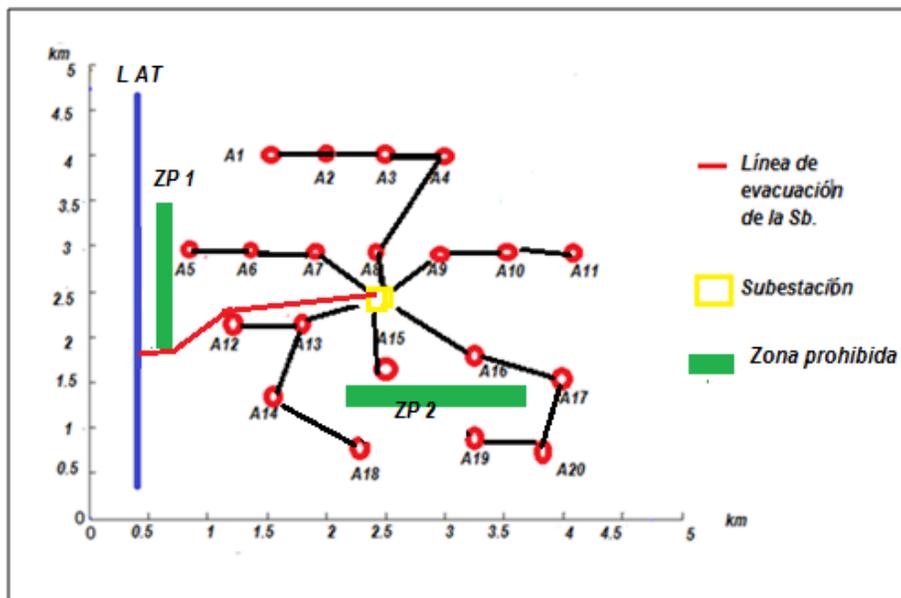


Fig. II.9 Solución óptima para el caso 3. (Fuente: elaborado por el autor).

En este caso por la presencia de dos zonas prohibidas se consideró como puede observarse, que la metodología encuentra un trazado desde la subestación (Sb) hasta la línea de AT que evita el paso por la zona prohibida mediante un rodeo, de igual forma al caso anterior. En esta perspectiva para evitar la zona prohibida número dos la mejor solución fue interconectar el aerogenerador A_{19} con el A_{20} y el A_{18} con el A_{14} y de aquí con sus respectivas interconexiones para tributar la energía capturada a la subestación. En las Tablas II.3.3.1 y II.3.3.2 se relacionan los datos obtenidos de las conexiones en

MT y AT en cuanto a pérdidas y los costos aparecen en el (Anexo XX) y en el (Anexo XXI) de manera respectiva.

Tabla II.3.3.1 Red de MT para el caso 3.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kWh/año
A ₁ -A ₂	1 000	0,40	70	45,15	95	29,65
A ₂ -A ₃	2 000	0,50	70	225,79	240	59,24
A ₃ -A ₄	3 000	0,50	70	508,04	300	84,45
A ₄ -A ₈	4 000	1,72	70	3 106,98	300	516,48
A ₅ -A ₆	1 000	0,60	70	67,73	95	44,48
A ₆ -A ₇	2 000	0,50	70	225,79	240	59,24
A ₁₈ -A ₁₄	1 000	1,03	70	116,28	95	76,36
A ₁₄ -A ₁₃	2 000	0,74	70	334,18	240	87,68
A ₁₂ -A ₁₃	1 000	0,60	70	67,73	95	44,48
A ₁₉ -A ₂₀	1 000	0,52	70	58,70	95	38,55
A ₂₀ -A ₁₇	2 000	0,82	70	370,30	240	97,16
A ₁₇ -A ₁₆	3 000	0,74	70	751,90	300	124,99
A ₁₁ -A ₁₀	1 000	0,55	70	62,09	95	40,78
A ₁₀ -A ₉	2 000	0,65	70	293,53	240	77,02
A ₇ -S _b	3 000	0,77	70	782,39	300	130,05
A ₈ -S _b	5 000	0,55	70	1 552,36	300	258,05
A ₉ -S _b	3 000	0,71	70	721,42	300	119,92
A ₁₃ -S _b	4 000	0,73	70	1 318,66	300	219,20
A ₁₅ -S _b	1 000	0,85	70	95,96	95	63,02
A ₁₆ -S _b	4 000	1,03	70	1 860,50	300	77,32
Total	46 000	14,51	70	12 565,48	—	2 248,12

Tabla II.3.3.2 Red de AT para el caso 3.

Tramos	Potencia kW	Longitud km	Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kW-h/año	Nuevo Conductor mm ²	Pérdidas por Efecto-Joule kW-h/año
S _b -L	20 000	2,60	240	15,01	300	11,48

En la Tabla II.3.3.3, se recogen las características de la subestación, se indica la potencia máxima a transformar durante su uso y su costo.

Tabla II.3.3.3 Característica de la subestación para el caso 3.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Potencia Nominal	Costo (CUC)
Sb	20 000	6	30 000	480 000

En la Tabla II.3.3.4 se muestra la distribución de los costos actualizados correspondientes a la solución propuesta. Como puede verse, el costo total de la infraestructura eléctrica del parque es de 2 704 333,05 CUC, que incluye tanto la inversión inicial como los costos derivados de la explotación durante toda la vida del parque.

La inversión inicial necesaria se encuentra desglosada en la instalación de media tensión 2 070 685,05 CUC, que equivalen al 76,57 % de los mismos, los correspondientes a la instalación de alta tensión 153 648 CUC que suponen el 5.69 %, así como los correspondientes a la instalación de la subestación necesaria 480 000 CUC, que significan el 17,74 % restante.

Por razones obvias se aumentó el monto total de la instalación, aunque los costos se mantienen en niveles competitivos, en comparación a los de aplicar un conductor de menor sección.

Tabla II.3.3.4 Comportamiento de los costos para el caso 3.

Concepto	Costo con sección de máxima rentabilidad (CUC)	%	Costo con sección mejorada (CUC)	%
MT	8 458 378,60	94,23	2 070 685,05	76,57
AT	156 996,00	1,75	153 648,00	5,69
Sb	360 000	4,02	480 000	17,74
Total	8 975 374,60	-	2 704 333,05	-

2.4 Análisis de los resultados

En este epígrafe se detallan los múltiples ensayos realizados para comprobar la efectividad de la metodología desarrollada y la correspondencia de su operación con los objetivos trazados al inicio del trabajo.

Las pruebas a desarrollar se dividieron en tres grupos. En cada grupo los correspondientes al caso que se trataba según las condiciones previstas.

2.4.1 Pruebas para el caso 1

La implementación de la metodología como se planteó en el capítulo II, se desarrolló sobre la base de mejorar las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos que se deben implementar en un futuro cercano en Cuba y que al tratarse de instalaciones generadoras de mayor capacidad los montos de inversión general serán mayores, por lo que la metodología apoyada en el algoritmo genético de optimización de la sección de los conductores se fundamenta en la reducción de pérdidas como vía de minimizar costos.

Para comprobar de manera simple cada uno de los casos de estudio, se decidió emplear el análisis estadístico de los resultados.

En las Figuras II.10 y II.11 se muestran los gráficos resultantes de las pérdidas en la configuración del parque eólico con las características en MT y AT. El área que más afecta los índices de pérdidas de la instalación es la de MT, además se observa como en menor grado también se incorpora la AT y como estos niveles disminuyen según se procede con el mejoramiento de las secciones de los conductores que implican una merma de la resistencia.

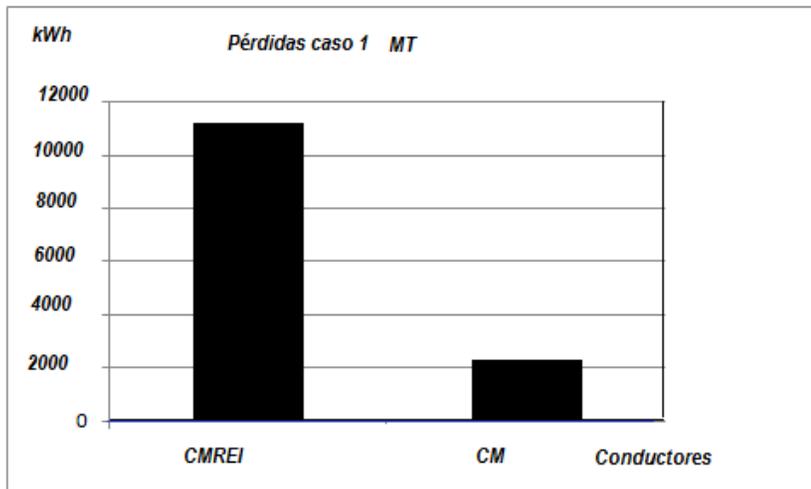


Fig. II.10 Niveles de pérdidas en MT para el caso 1. (Fuente: elaborado por el autor).

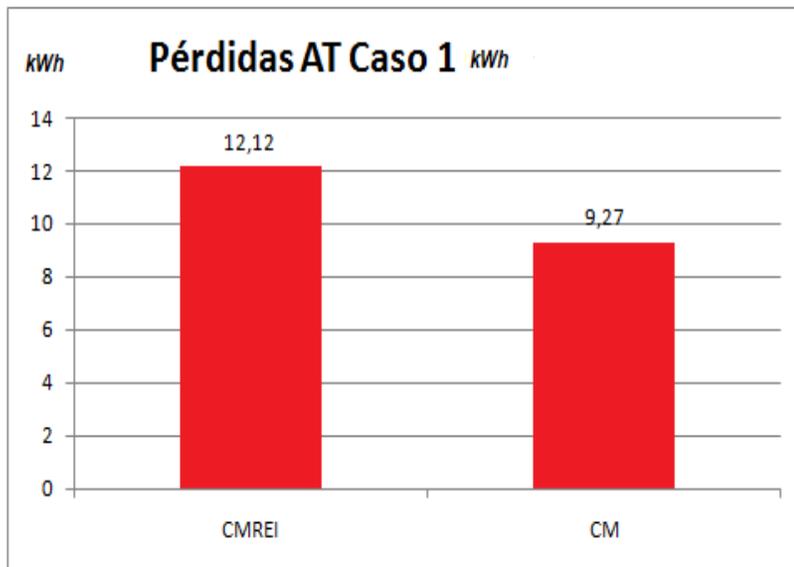


Fig. II.11 Niveles de pérdidas en AT para el caso 1. (Fuente: elaborado por el autor).

Es evidente que al mejorar la sección de los conductores se provoca la disminución significativa de las pérdidas siempre que los indicadores de costos lo permitan.

Al proceder a mejorar la sección de los conductores en MT se redujeron las pérdidas en 8 900,42 kWh y en AT aunque el nivel es poco significativo también se disminuyó en 2,85 kWh. Este último resultado estimuló la necesidad de comparar los resultados de si sería conveniente desde el punto de vista económico mejorar la sección de los conductores de AT y los resultados prueban que el monto de lo que se invierte en ampliar la sección de los conductores es mucho menor a la energía que se ahorraría durante toda la vida útil de trabajo de la instalación con su correspondiente valor monetario. Ver Tabla II.4.1.1.

Se determinó además comparar los costos fijos de aplicar un tipo de conductor u otro. Los resultados aparecen recogidos en los gráficos plasmados en las figuras II.12 y II.13 para MT y AT de forma respectiva.

Tabla II.4.1.1 Comportamiento de costos en AT entre conductores caso 1.

Costo para conductor 300 mm² (CUC)	90 720
Costo para conductor 240 mmmm² (CUC)	83 160
Inversión de cambio (CUC)	7 560
Dinero ahorrado (CUC)	82 317,60
Energía ahorrada MW	499,32

Los costos fijos iniciales al aplicar el conductor que luego de satisfacer las restricciones técnicas resulta más económico aparecen como los de mayor posibilidad de ejecución, sin embargo la realidad de la trasmisión de energía que los mismos desarrollan con las proporcionales pérdidas por efecto Joule le restan esa ventaja que en la etapa inicial de inversión poseían. El costo final de la línea estará determinado además de ese valor inicial, por la de su longitud, potencia a transportar y las lógicas pérdidas energéticas del proceso de evacuación de la energía generada.

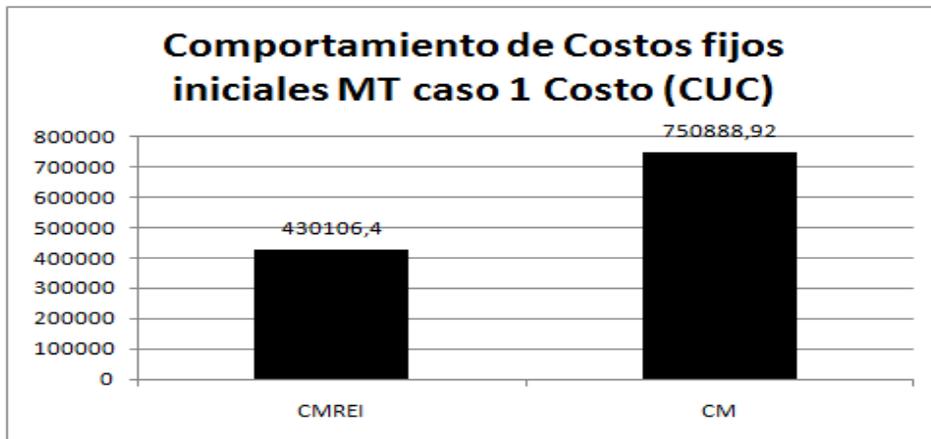


Fig. II.12 Comportamiento de los costos fijos MT para el caso 1. (Fuente: elaborado por el autor).

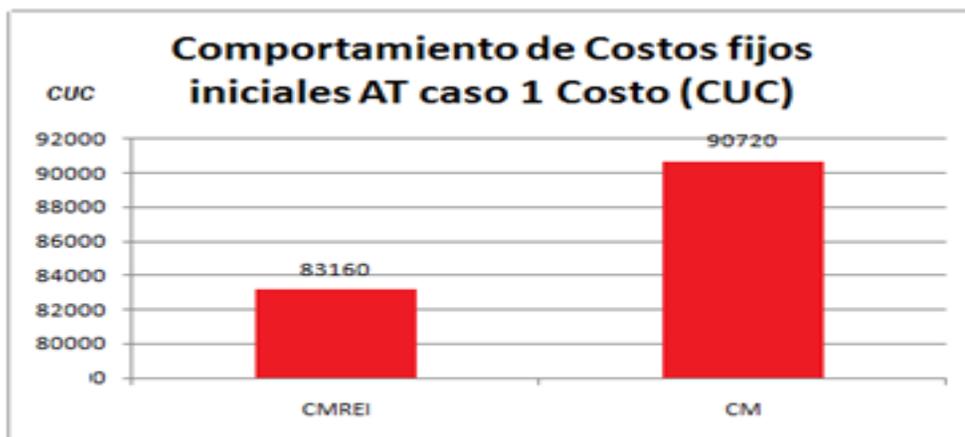


Fig. II.13 Comportamiento de los costos fijos AT para el caso 1. (Fuente: elaborado por el autor).

Otro elemento que no debe olvidarse es el que implica la instalación de la subestación, para evitar situaciones de sobrecarga en momentos determinados, se procedió a utilizar la subestación de 30 000 kW de capacidad máxima, por una parte para hacer más compatible la entrada del conductor de 300 mm² de la línea de AT, y por otra parte, la diferencia en cuanto a costo, esto se compensa con el factor resistencia del transformador que disminuye de manera considerable de 0,12 Ω en 240 mm² a 0,071 111 Ω en 300 mm². En la figura II.14 se representa la situación de la subestación expresada con anterioridad.

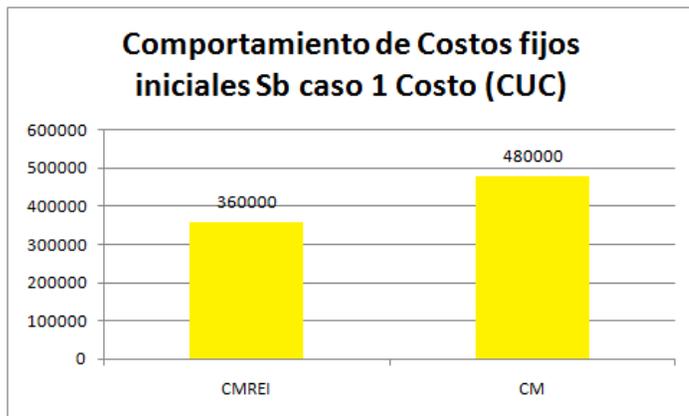


Fig. II.14 Comportamiento de los costos fijos para subestación en el caso 1. (Fuente: elaborado por el autor).

Luego del análisis de estos resultados se deben consultar los costos que alcanzan el trazado de cada una de las líneas eléctricas en los diferentes tramos para determinar si se aplica o no a la configuración de la red de MT, AT y SB, en este caso la selección se derivó de los resultados que cada conductor aportó con su nivel de disminución de pérdidas por efecto Joule y que los costos continuarán comportándose de manera competitiva.

En la Figura II.15 se muestra el comportamiento de los costos generales de la instalación si se procede a utilizar el conductor de menores costos fijos iniciales, en este caso se apreció que en cada una de las conexiones en MT, AT y Sb las pérdidas se comportaban mayores que si se procedía a utilizar los conductores ampliados en sección. Se puede observar además que el costo en MT es muy alto, y al ser los circuitos de MT los de mayor longitud global provocarían entonces un elevado índice de pérdidas por efecto Joule proporcionales al costo de la red al final de su vida útil.

Por todos estos elementos y con la aplicación del mejoramiento de la sección de los conductores, se procede a utilizar los conductores que menor resistencia presentan y que sigan con porcentajes de costos competitivos. En la Figura II.16 se muestra la disposición final del parque eólico con los conductores seleccionados y sus costos.

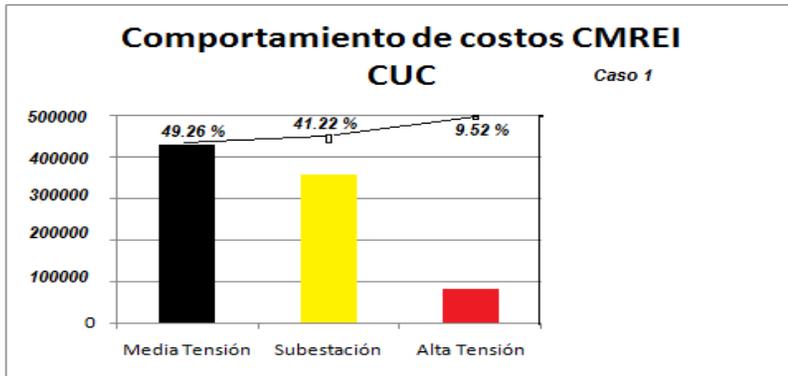


Fig. II.15 Comportamiento de costos fijos con utilización del conductor de menor sección para el caso 1. (Fuente: elaborado por el autor).

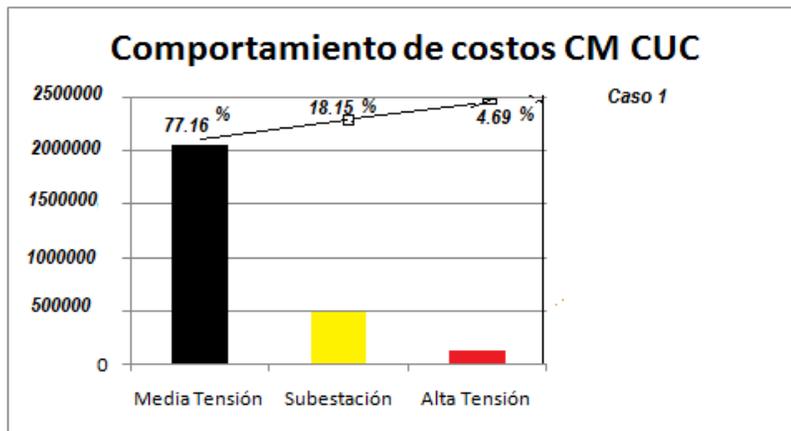


Fig. II.16 Comportamiento de costos fijos con utilización del conductor mejorado para el caso 1. (Fuente: elaborado por el autor).

Se puede apreciar de forma general que al utilizar el conductor mejorado los costos finales de la línea decrecen y en igual proporción los niveles de pérdidas se rebajan.

Para el trazado general final que propone la metodología con las secciones mejoradas se trató de realizar las conexiones que menores distancias aportaban al dimensionado general de las líneas en MT, producto de que las mismas son las líneas que mayores costos fijos presentan y al incorporar trazados erróneos la sumatoria de pérdidas y costos se afectarían de manera considerable.

Se debe recordar también que se tiene que aplicar la restricción de que las

conexiones de los aerogeneradores más alejados se interconecten a los más cercanos al centro de gravedad de generación de manera radial, otra conexión hasta las posibilidades actuales desfavorecería en longitud global al emplazamiento. En este caso el monto general de la infraestructura eléctrica del parque eólico luego de aplicar la mejora a la sección de los diferentes conductores se redujo de forma apreciable.

Por otra parte si se analiza la capacidad de generación del parque se aprecia que es casi el doble de la capacidad actual instalada en Cuba, por lo que optimizar las pérdidas por efecto Joule de un emplazamiento de capacidad considerable será vital en las expectativas del montaje de parques eólicos eficientes, tanto en generación como en evacuación de la energía al sistema electroenergético nacional.

2.4.2 Pruebas para el caso 2

Este caso que es muy similar al caso 1, la principal dificultad es que se necesita bordear una zona prohibida que aparece entre las coordenadas de la subestación y la línea de alta tensión. El proceso por lógica implica un aumento de la extensión de dicha línea de AT con su correspondiente elevación de pérdidas por efecto Joule y costos.

Los comportamientos de las líneas de MT y la subestación se mantienen igual a los resultados encontrados en el caso 1. Por esto, el análisis que se realizó para este caso se detalla para la línea de AT que sumó a su longitud inicial 500 m por la presencia de la zona prohibida.

En la figura II.17 se recogen los niveles de pérdidas para la AT para ambos conductores, como se observa los niveles de pérdidas en ambos casos aumentan por el incremento de la longitud por la presencia de la zona prohibida, aunque continúan comportándose mejor los niveles del conductor mejorado. Aquí el aumento de las mismas en comparación con el caso 1 es de 2,89 kWh y 2,21 kWh de manera respectiva.

Es oportuno bajo las condicionantes de la aparición de la zona prohibida que se analice cuál de las posibilidades de bordear la misma se comporta más idónea para optimizar pérdidas y costos. Como se acotó en el capítulo I, cuando se comprueba que entre la subestación y la línea de alta tensión aparece una zona prohibida, se realizan trazados alternativos que tratan de rodearla mediante dos procedimientos distintos, el método de la tangente y perpendicular y el método del ángulo. Se tomó el trazado cuya longitud total fue menor de entre todas las opciones propuestas y se comprobó siempre la existencia de un trazado más corto alternativo hasta cualquier otro tramo de la línea de alta tensión a la que se pretende llegar.

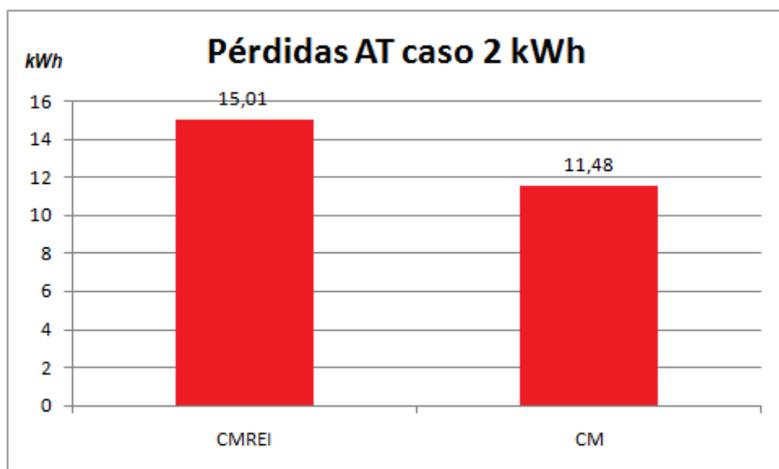


Fig. II.17 Niveles de pérdidas en AT para el caso 2. (Fuente: elaborado por el autor).

Resultó interesante el comportamiento de los niveles de costos de la AT para este caso 2, como se observa al mejorar la sección los niveles de pérdidas son mejores que cuando se utilizaba el conductor de 240 mm^2 que más pérdidas aportaba en el caso 1, a pesar de que la línea del caso 2 se encuentra a 500 m separada de la subestación, en este punto 0,64 kWh. En la Tabla II.4.2.1 se recogen los resultados del cambio de sección en los conductores de la línea de AT para el caso 2.

Tabla II.4.2.1 Comportamiento de costos en AT entre conductores caso 2.

Costo para conductor 300 mm² (CUC)	112 320
Costo para conductor 240 mm² (CUC)	102 960
Inversión de cambio (CUC)	9 360
Dinero ahorrado (CUC)	111 322,08
Energía ahorrada MW	618,456

En la figura II.18 aparecen registrados los costos fijos de los conductores para la AT del caso 2, aquí se muestra que el monto de inversión no es tan considerable para el aumento de la sección, los mismos serán amortizados de manera rápida con el decrecimiento de las pérdidas y la potencia a transportar.

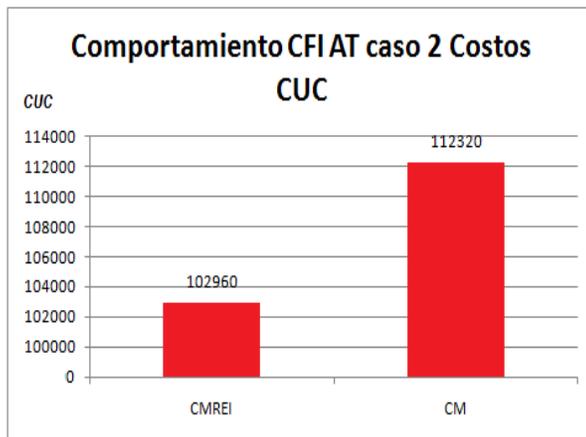


Fig. II.18 Comportamiento de los costos fijos en AT para el caso 2. (Fuente: elaborado por el autor).

En la figura II.19 se muestra el comportamiento de los costos generales de la instalación si se procede a utilizar el conductor de menores costos fijos iniciales y sección, en este caso se apreció que en cada una de las conexiones en MT, AT y Sb las pérdidas continuaron comportándose mayores que si se procedía a utilizar los conductores ampliados en sección. Se puede observar que el costo en MT es muy alto, los costos en AT por un proceso lógico de la aparición de la zona prohibida aumentaron, aunque no fueron tan excesivos, y la posibilidad de mejora en sus secciones posibilitó que los costos disminuyeran tal y como se

representan en la Figura II.19.

El costo del parque sólo creció en 29 543,96 CUC debido a la presencia de la zona prohibida, de lo cual se experimentó que es importante conocer la posibilidad de que exista una zona prohibida para valorar la posibilidad de realizar los emplazamientos con un gasto pequeño, aunque se demostró que en AT no son tan excesivos ni significativos.

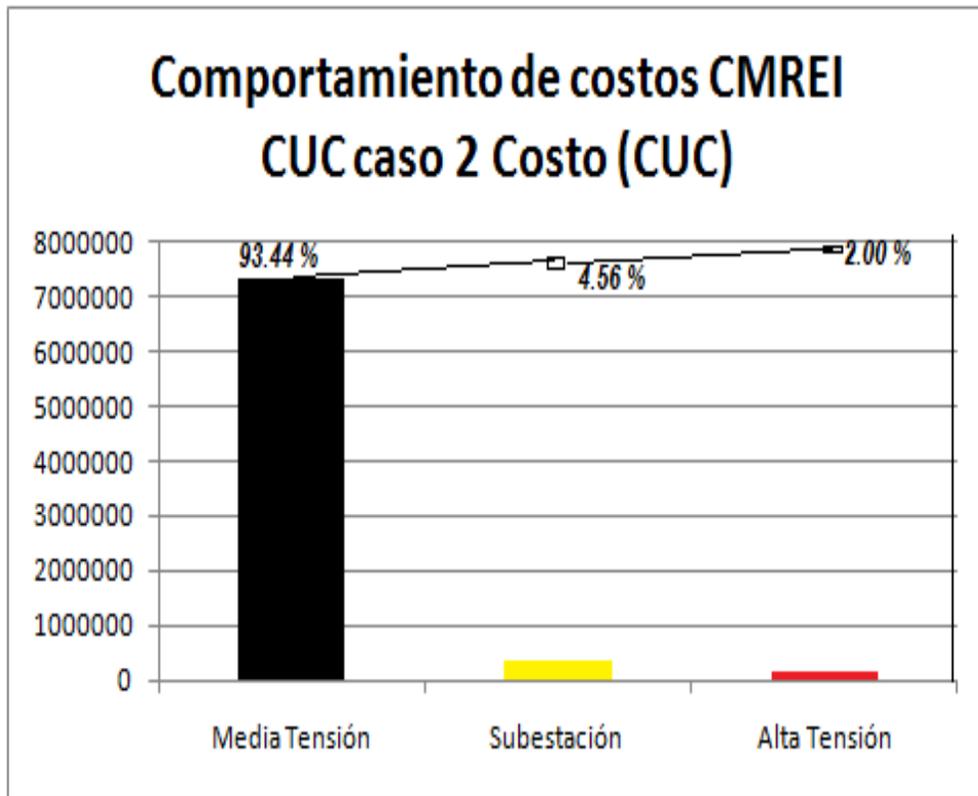


Fig. II.19 Comportamiento de los costos en conductor de menor sección para el caso 2. (Fuente: elaborado por el autor).

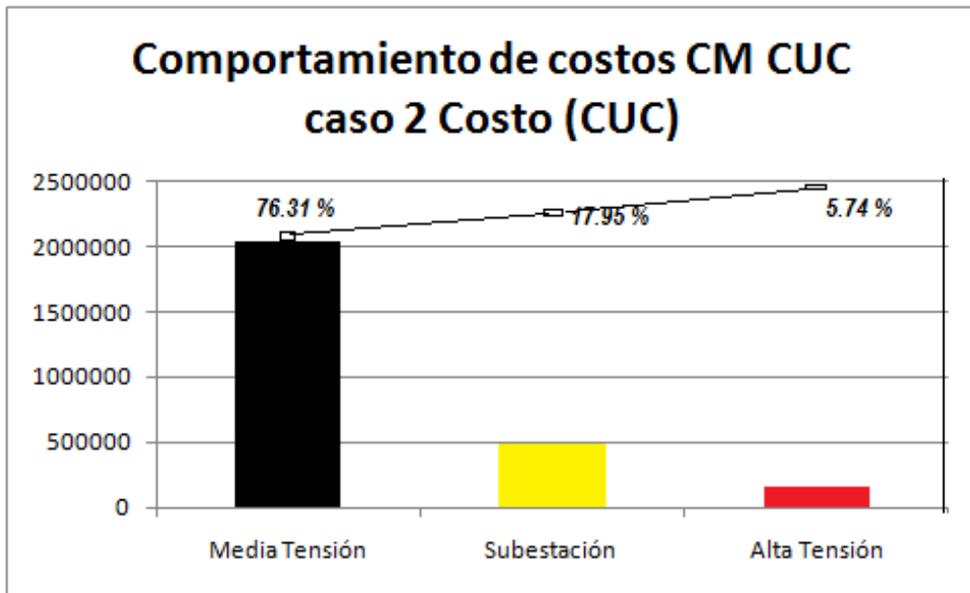


Fig. II.20 Comportamiento de los costos en conductor de mayor sección para el caso 2. (Fuente: elaborado por el autor).

2.4.3 Pruebas para el caso 3

Este caso en la parte de la alta tensión y la subestación continua comportándose como el caso 2, la nueva dificultad es la aparición de una nueva zona prohibida, ahora además de dificultarse la conexión entre la línea de alta tensión y la subestación por la presencia de la zona prohibida ya bordeada desde el caso anterior se encuentran nuevos obstáculos en las conexiones de media tensión que deberán ser tratados de la manera más optimizada para evitar pérdidas excesivas y costos en la configuración general de media tensión, que como se conoce es el área que mayores ingresos necesita en la configuración de la infraestructura eléctrica de un parque eólico.

El proceso por lógica implica una reconfiguración de la extensión de dicha línea de MT con su correspondiente elevación de pérdidas por efecto Joule y costos.

En la figura II.21 se recogen los niveles de pérdidas para MT, en ambos conductores, como se observa los niveles de pérdidas en ambos casos no se comportan de la misma manera que en el caso 1, para la nueva reconfiguración

se encontró una vía que hizo reducir la longitud general de la red de media tensión de 14,57 km a 14,51 km, no obstante el índice de pérdidas por efecto Joule creció para el conductor de menor sección por el aumento en algunos tramos de la potencia a transportar, pero esta situación benefició el total de pérdidas del conductor de mayor sección que disminuyó en cifras al compararse con el caso 1, de 2 301,32 kWh a 2 248,12 kWh.

Se optó también por analizar bajo las condicionantes de la aparición de la nueva zona prohibida cuál de las posibilidades de bordear la misma se comportaba más idónea para optimizar pérdidas y costos. La reconfiguración luego del análisis encontró que reconectar el aerogenerador A₁₈ con el aerogenerador A₁₄ para darle salida hacia la subestación por el aerogenerador A₁₃ era una vía bastante efectiva para eliminar pérdidas por efecto Joule.

Por otra parte se reconfiguró el trazado entre los aerogeneradores A₂₀ y A₁₇ como vía de darle salida al aerogenerador A₁₉ que en los casos anteriores se conectaba con el aerogenerador A₁₅ y de ahí a la subestación, ahora por el obstáculo que significaba la zona prohibida la nueva ruta que se determinó que era la más conveniente fue rumbo A₂₀- A₁₇ A₁₆ y de aquí a la subestación.

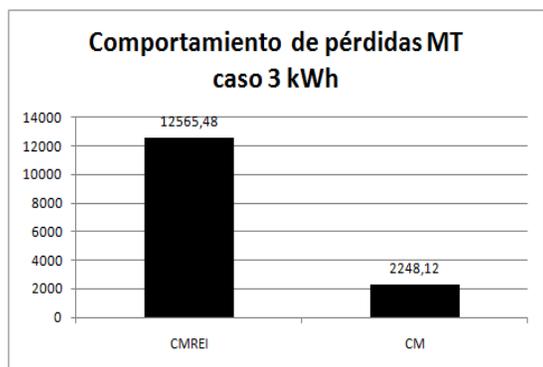


Fig. II.21 Niveles de pérdidas en MT para el caso 3. (Fuente: elaborado por el autor).

En la figura II.22 aparecen registrados los costos fijos de los conductores para la MT del caso 3, aquí se muestra que el monto de inversión inicial para el conductor de mayor sección casi duplica el del conductor de menor sección, aspecto que como se conoce se superará por la disminución de pérdidas en la

transmisión de energía por dicha línea de MT. Otro elemento que ayudó fue la reducción total de la longitud que decreció en 60 m, y aunque parece un dato bien discreto, si fue un elemento que proporcionó disminución de pérdidas por efecto Joule en el proceso de interconexión de la línea de MT.

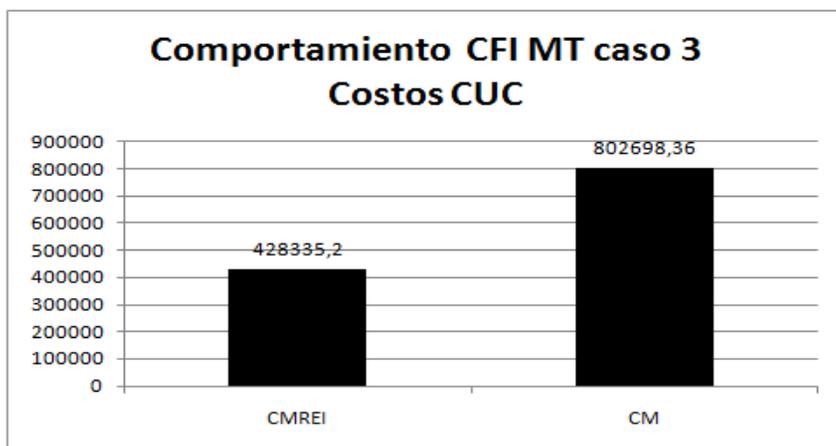


Fig. II.22 Comportamiento de costos fijos en MT para el caso 3. (Fuente: elaborado por el autor).

En la figura II.23 se muestra el comportamiento de los costos generales de la instalación si se procede a utilizar el conductor de menores costos fijos iniciales.

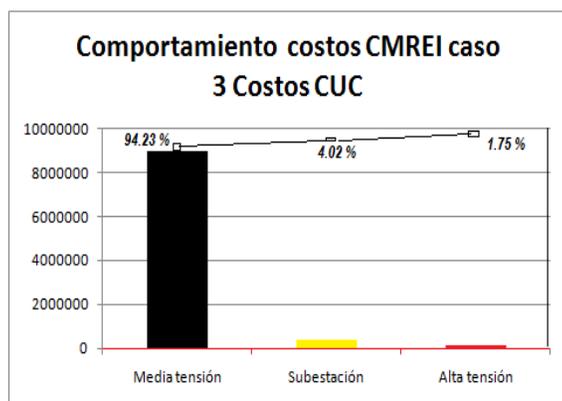


Fig. II.23 Comportamiento de costos con conductor de menor sección para el caso 3. (Fuente: elaborado por el autor).

Se puede observar además que el costo en MT sigue comportándose muy alto, los costos en AT por un proceso lógico de la aparición de la zona prohibida aumentaron en comparación con el caso 1, y aquí continúan con las mismas

referencias que en el caso 2. Para el caso de la subestación se optó también en utilizar la de 30 000 kW de capacidad nominal.

En la figura II.24 se representan los costos generales de la utilización de los conductores de mayor sección.

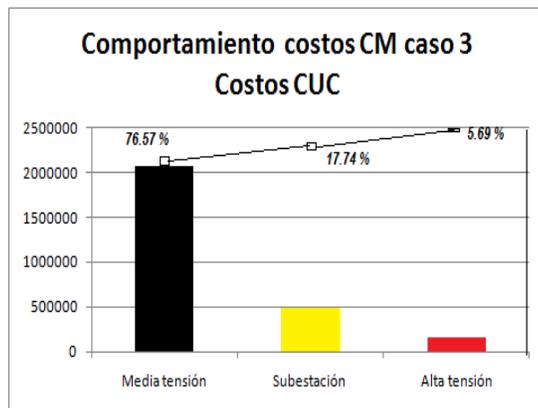


Fig. II.24 Comportamiento de costos con conductor de mayor sección para el caso 3. (Fuente: elaborado por el autor).

Según se muestra el comportamiento de los costos generales de la instalación si se procede a utilizar el conductor de mayor sección decrece tanto para MT como para AT, en el caso de la subestación el costo aumenta en 120 000 CUC.

El costo del parque sólo creció en 28 755,11 CUC en comparación con el parque del caso 2, la presencia de las dos zonas prohibidas provocan que el monto general de instalación de la infraestructura eléctrica aumente en 58 299,07 CUC con respecto al caso1 que no se obstaculiza por zona prohibida alguna.

2.5 Comparaciones generales

En este punto se determinó realizar una comparación general de los índices de pérdidas para cada caso de estudio y los niveles de costos luego de utilizar los conductores de mayores secciones que mantenían costos competitivos.

Luego de conocerse los factores de pérdidas en las dos subestaciones seleccionadas con valores de 1 051,20 kWh para la de 240 mm² y de 622,92 kWh en la de 300 mm², y con todos los índices de pérdidas conocidos tanto en

MT y AT de los diferentes casos tratados, se puede confirmar que el comportamiento de pérdidas generales aumenta para los conductores de menor sección, ver en la Figura II.25, y disminuye cuando se utilizan conductores con secciones mayores , ver en la Figura II.26.

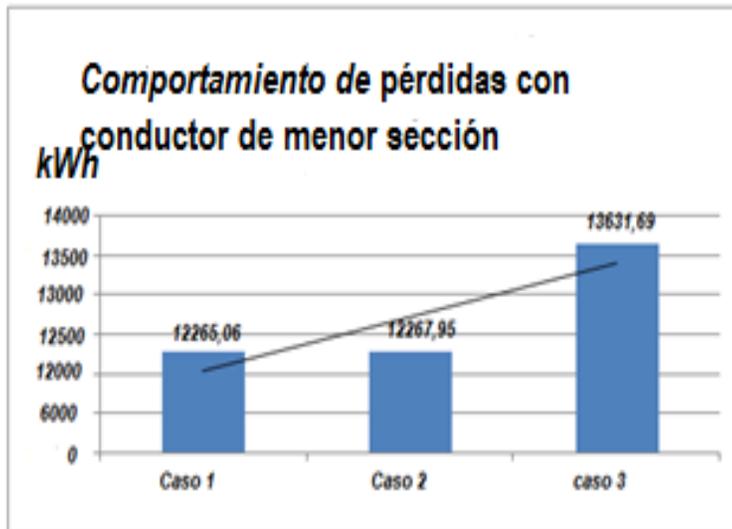


Fig. II.25 Comportamiento de las pérdidas por casos de estudio con conductor de menor sección. (Fuente: elaborado por el autor).

Al utilizarse conductores de menor sección que por su peso son los que presentan los menores costos fijos, el comportamiento de las pérdidas fue en ascenso, tanto por el aumento de las redes de MT como por los coeficientes que aportaron las áreas de AT y la subestación utilizada, se puede reconocer que la presencia de la zona prohibida en el caso 2 entre la subestación y la línea de AT afecta en un pequeño porcentaje al comportamiento general, pero las dos zonas prohibidas del caso 3 si comprometieron el nivel de pérdidas de la instalación, el aumento aquí fue de 1 363,74 kWh, por encima del caso 2.

Luego la metodología empleada en unión al algoritmo genético de optimización de la sección de los conductores, seleccionó para cada caso los conductores y trazados de las líneas de MT y AT y determinó la subestación óptima para reducir los índices de pérdidas de los diferentes casos en estudio.

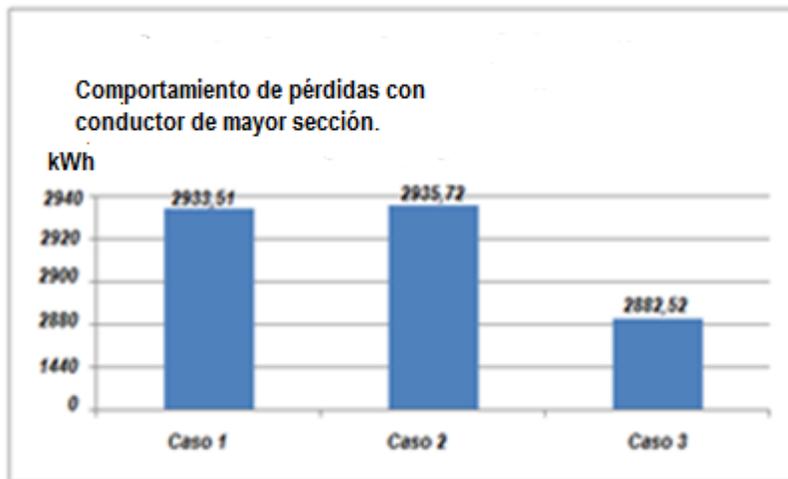


Fig. II.26 Comportamiento de las pérdidas por casos de estudio con conductor de mayor sección. (Fuente: elaborado por el autor).

Nótese que siempre que se logró optimizar la instalación y utilizar conductores de menor resistencia eléctrica el resultado fue más eficiente, incluso con la reconfiguración completa que se le debió hacer a la infraestructura eléctrica del parque eólico en el caso 3 donde aparecen dos zonas prohibidas y el nivel de pérdidas disminuye.

El otro aspecto importante fue el de los costos, que representó la tendencia de mantener la competitividad con el aumento de la sección de los conductores, producto a que el elemento pérdidas recaía, la efectividad se mantenía, hasta que los costos fijos en correspondencia con la longitud de la red eléctrica más el producto de esas pérdidas por la potencia a transmitir, determinaban que el conductor óptimo era el anterior.

En las Figuras II.27 y II.28 se representan los costos generales de las redes eléctricas por casos de estudios con la utilización de los diferentes conductores.

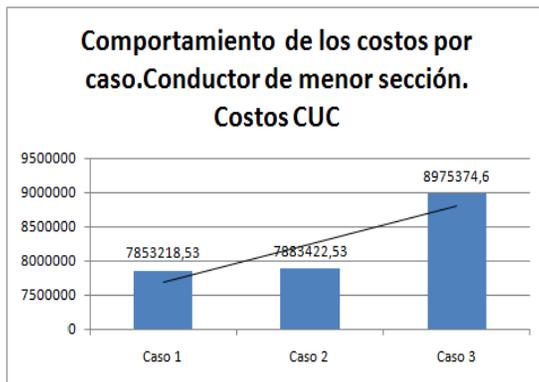


Fig. II.27 Comportamiento de los costos por casos de estudio con conductor de menor sección. (Fuente: elaborado por el autor).

Aquí es evidente que la tendencia de los costos es ir en incremento, por lógica la resistencia eléctrica es más alta y provoca mayores pérdidas por efecto Joule. Se debe notar que el aumento de las pérdidas en AT en el caso 2, aunque de forma pequeña afecta el monto general de la red eléctrica, también las dos zonas prohibidas del caso 3 incrementan su costo final, a pesar del óptimo trazado que propuso la metodología.

Ante este trazado con tantas pérdidas por efecto Joule y costos asociados, la metodología en correspondencia con el algoritmo genético de selección del conductor que menores pérdidas provocaba determinó utilizar para cada tramo y cada caso de estudio el trazado que menos pérdidas ofrecían y mantenían la competitividad de sus costos.

La aplicación de la metodología a los parques eólicos ubicados en Gibara, que son los de mayor capacidad de generación en el país, aporta que se han dejado de incorporar al sistema electroenergético nacional durante los años de explotación un total de 9 394,82 kWh en la tecnología de España y 3 098,705 kWh en la tecnología China, al solo optimizar secciones de 95 mm² a 150 mm².

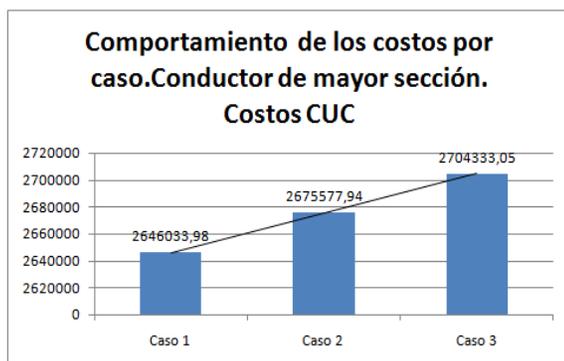


Fig. II.28 Comportamiento de los costos por casos de estudio con conductor de mayor sección. (Fuente: elaborado por el autor).

Es de vital importancia analizar cómo se comportan algunas variables técnicas y económicas en función de si se utiliza un conductor con mayor o menor sección. En la Tabla II.5.1 se recopilan algunos datos de interés para la implementación en cada caso de las propuestas de la metodología.

Tabla II.5.1. Indicadores técnicos y económicos.

Concepto	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Pérdidas generales (MW/h)	9,331	9,332	10,74
Consumo específico bruto (g/kWh)	222	222	222
Combustible sustituido en toneladas (ton)	2 071,60	2 071,75	2 386,31
CO₂ no emitido a la atmósfera (ton)	7 457,77	7 458,31	8 590,71
Combustible sustituido diario (ton)	5,67	5,68	6,53

Cada uno de estos elementos aparece de forma positiva siempre que se utilicen los conductores de mayor sección y repercutirán de manera negativa al usarse los de menor sección.

Tampoco debe olvidarse el impacto medio ambiental que implica el emplazamiento de un parque eólico. En lo que concierne a la parte que involucra esta investigación que son las infraestructuras eléctricas y que algunas van de forma soterrada se deben establecer requisitos como el de la reforestación del terreno del mismo con especies de la zona, las cuales deben realizarse según las especificaciones técnicas discutidas y contratadas en el

dictamen técnico de diseño y se tomarán las medidas pertinentes de no dañar las obras de canalizaciones.

Conclusiones del capítulo II

- 1.** Se introdujo la metodología del trazado de las infraestructuras eléctricas de parque eólicos, para las condiciones de Cuba, con la ayuda de la aplicación de un algoritmo genético que funciona tras conocer la ubicación aproximada o exacta de la subestación, las posibles líneas de alta tensión, y la ubicación de los aerogeneradores, que logra realizar el cálculo de las secciones de los conductores que menores pérdidas por efecto Joule producen.
- 2.** Se determinó la mejor posición de la subestación como la del centro de gravedad de generación, las longitudes de las líneas de evacuación, así como la sección óptima de los conductores eléctricos de media y alta tensión.
- 3.** Con las propuestas realizadas por la metodología se obtuvo un decrecimiento de las pérdidas por efecto Joule y una correlación de costos favorable en las infraestructuras eléctricas de los tres casos de estudio.
- 4.** Se seleccionó la variante más favorable en pérdidas y costos para realizar una reconfiguración óptima de la infraestructura eléctrica del parque eólico por la presencia de una zona prohibida, tanto para la red de alta tensión como para la de red de media tensión.
- 5.** Las modelaciones gráficas de los resultados obtenidos en los casos de estudio con respecto a costos y a pérdidas evidenciaron la utilidad de utilizar mayores secciones en los conductores de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos para el caso de Cuba.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Se desarrolló un amplio análisis bibliográfico de las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos y las posibilidades de optimizar sus elementos con la elaboración de una metodología de optimización energética sustentada en un algoritmo genético de optimización de las secciones de sus conductores.
2. Fue resuelto el problema científico planteado de ¿Cómo disminuir las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos en el proceso de evacuación y transporte de la energía generada para el caso de Cuba?, al revelar la posibilidad de instalar parques eólicos de mayor capacidad con un proporcional aumento de pérdidas y costos. Se sustentó a partir de introducir una metodología de optimización energética de las secciones de los conductores realizado por un algoritmo genético, que logró reducir las pérdidas por efecto Joule y mantener costos competitivos en esas infraestructuras eléctricas.
3. La metodología propuesta desarrolla un trazado óptimo de las redes de media tensión, alta tensión y subestación recomendada para las condiciones de Cuba, además de la capacidad de la misma para evitar limitaciones como la presencia de zonas prohibidas. Ello constituye un aporte práctico de la investigación.
4. Se utilizó un algoritmo genético de selección de la mejor sección de los conductores como vía de reducir las pérdidas por efecto Joule en las infraestructuras eléctricas de parques eólicos para las características de Cuba. Esto constituyó otro aporte práctico de la investigación.
5. Fue determinada la mejor posición de la subestación en el centro de gravedad de generación, tanto para minimizar pérdidas como costos y se consideró que las opciones ideales de Cuba son las de utilizar una subestación única, además de las longitudes óptimas de las líneas de evacuación, así como la sección de los conductores eléctricos tanto en media como en alta tensión.

6. Fueron comparados los funcionamientos de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos demostrándose que al aumentar la sección de los conductores se logra la disminución de pérdidas por efecto Joule con costos competitivos en contra de utilizar conductores con menor sección y menores costos fijos iniciales.
7. Los resultados evidencian que la utilización de una sección adecuada en los conductores de las infraestructuras eléctricas de los parques eólicos provocan una menor resistencia eléctrica y un mejor desenvolvimiento técnico del elemento por disminución del calentamiento que crea el propio proceso de transmisión de energía, esto elevó la eficiencia electroenergética de la infraestructura eléctrica del parque eólico y aumentó su rentabilidad económica, lo cual es un importante indicador de sostenibilidad.
8. Los indicadores técnicos y económicos del análisis de cada una de las problemáticas en estudio reflejan las mejoras ambientales de utilización de infraestructuras eléctricas en instalaciones eólicas de forma optimizada.

RECOMENDACIONES

1. Dejar establecida que la investigación realizada abre múltiples problemas de investigación que giran alrededor de ¿Cómo disminuir las pérdidas por efecto Joule de las infraestructuras eléctricas de parques eólicos en el proceso de evacuación y transporte de la energía generada para el caso de Cuba?, el cual tiene un significativo alcance y el mismo está integrado a la vez a la optimización general de un parque eólico que por lógica tiene múltiples problemas que también demandarán respuestas. Ello está en función de lograr sistemas de generación eólica cada vez más eficientes.
2. Proponer la metodología del trazado óptimo de las redes de media tensión, alta tensión y subestación recomendada con la optimización de las secciones de los conductores realizado por un algoritmo genético en la implementación de parques eólicos en Cuba.
3. Proponer el algoritmo genético de optimización de las secciones de los conductores para procesos similares donde se trate de minimizar pérdidas en el proceso de generación y transmisión de energía eléctrica.
4. Continuar la divulgación de los resultados alcanzados en eventos, publicaciones científicas y revistas de amplia visibilidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Arias, M. y C. Henríquez (2010). "Implementación Computacional de Algoritmos Genéticos para Reconfiguración de Redes de Distribución". Anales XXVI congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica. Vol. 1. 2010. Departamento de Ingeniería Eléctrica Universidad de Santiago de Chile.
2. Bansal, R.C; Shatti,T.S. y D.P. Kothari (2002). "On some of the design aspects of wind energy conversion systems". Energy Conversion and Management, vol. 43, no. 16, pp. 2175–87, 2002.
3. Carrano, E.G; Soares, L.E; Takahashi, H.C; Saldanha, R.R. y M. Neto (2006). "Electric distribution network multiobjective design using a problem - specific genetic algorithm". IEEE.Trans. Power Syst., vol. 21, no. 2, pp. 995 – 1005, April 2006.
4. Castro Mora, J; González Rodríguez, A.; Riquelme Santos, J.M. y M. Burgos Payán (2007). "A mixed hybrid algorithm for integral wind farms optimum design". International Conference on Renewable Energy and Power Quality – ICREPQ'07, Seville.
5. Castro Ruz, F. (2007). "El diálogo de civilizaciones". Oficina de publicaciones del consejo de estado. La Habana. Cuba. P.30.
6. Coello Coello, C.A. (2012)." Introducción a la Computación Evolutiva". INVESTAV-IPN Departamento de Computación. Instituto Politécnico Nacional. Col. San Pedro Zacatenco.
7. Darwin, C.R. (1859)." On the Origin of Species by Means of Natural Selection or the Preservation of Favored Races in the Struggle for Life". Cambridge University Press, Cambridge, UK, sixth edition, 1964. Originally published in 1859.
8. Díaz-Dorado, E; Miguez, E. y J. Cidras (2001). "Design of large rural low - voltage networks using dynamic programming optimization". IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 16. Issue: 4, Nov. 2001, pp. 898 -903.

9. Elkinton, C; Manwell, J. y J. McGowan (2006). "Offshore wind farm layout optimization (OWFLO) project: preliminary results", Proc. 44th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Reno, Nevada, 9-12 January, 2006.
10. Frandsen, S. (1991). "On the wind speed reduction in the center of large clusters of wind turbines". Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition EWEC'91 Amsterdam. The Netherlands. 1991, pp. 375–80.
11. _____ (2006). "Analytical modeling of wind speed deficit in large offshore wind farms". Wind Energy 2006; 9, pp. 39–53.
12. _____ (2007) "Turbulence and turbulence - generated structural loading in wind turbine clusters", Riso-R-1188(EN). Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, January 2007.
13. Gil Londoño, N. (2008). "Algoritmos Genéticos". Universidad Nacional de Colombia. Escuela de Estadística Sede Medellín.
14. González Rodríguez, Á.G. (2006). "Improvement of a fixed - speed wind turbine soft-starter based on a sliding - mode control". Tesis doctoral, Mención Doctor Europeo, Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla, mayo 2006, disponible on-line en <http://www4.ujaen.es/~agasp/Thesis>. Consultado mayo 13, 2013.
15. Grady, S.A; Hussaini, M.Y. y M.M. Abdullah (2006). "Placement of wind turbines using genetic algorithms". Renewable Energy, Vol. 30, No. 2, pp. 259-270, 2006.
16. Grefenstette, J.J. (1986). "Optimization of Control Parameters for Genetic Algorithms". IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, SMC–16(1):122–128, January/February 1986.
17. Holland, J.H. (1975). "Adaptation in natural and artificial systems", University. Of Michigan Press, Ann Arbour, 1975.
18. Johnson, G.L. (2004). "Wind energy systems". Disponible on - line en <http://www.rpc.com.au/products/windturbines/wind-book/WindTOC.html>. Consultado Diciembre 3, 2012.

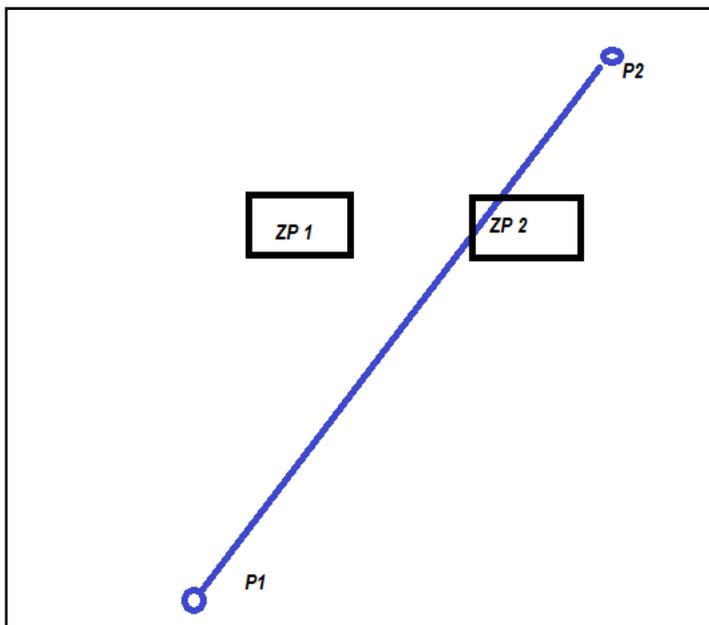
19. Joselin Herberta, G.M; Iniyanb, S; Sreevalsanc, E. y S. Rajapandian, (2007). "A review of wind energy technologies". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (2007) pp. 1117–1145. 0710.
20. Katic, I; Hojstrup, J. y N.O. Jensen, (1986). "A simple model for cluster efficiency". *Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition EWEC'86 Rome, Italy, 7-9 October 1986*.
21. Machín, F.O. (2012). "La formación de actitudes ambientales hacia la sostenibilidad Electroenergética en la carrera de Ingeniería Mecánica". Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Pedagógicas. CECES.UHOLM.Cuba.
22. Masters, G.M.(2004)."Renewable and efficient electric power systems". John Wiley and Sons, Ltd./Inc., New York, 2004.
23. Momoh, J.A. y A.C. Caven (2000)."Distribution system reconfiguration scheme using integer interior point programming technique," *Trans. and Distribution Conf. and Exposition Vol. 1, Page(s):234 – 241, Sept. 2000*.
24. Mosetti, G; Poloni, C. y B. Diviacco (1994). "Optimization of wind turbine positioning in large wind farms by means of a genetic algorithm". *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol 51, no. 1, pp. 105–16, 1994.
25. Ozturk, U.A. y B.A. Norman (2004). "Heuristic methods for wind energy conversion system positioning". *Electric Power Systems Research*, Vol. 70, No. 3, pp. 179-185. P.C.
26. Paiva, P.C; Khodr, H.M; Dominguez Navarro, J.A; Yusta, J.M. y A.J Urdaneta (2005)."Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming", *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 20, Issue 2, May 2005, pp. 1134 – 1143.
27. Ramírez, I.J. y J.A. Domínguez (2006). "New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 21, No. 1, pp. 224 – 233, Feb 2006.
28. Reeves, C. (1993). "Modern Heuristic Techniques for Combinatorial Problems" .Blackwell Scientific Publications.

29. Riquelme Santos, J; Burgos Payan, M; Calero, J.M. y J. Castro Mora (2007). "An evolutive algorithm for wind farm optimal design", *Neurocomputing*, Vol. 70. Nun. 16-18. 2007, pp. 2651-2658.
30. Roldán Fernández, J.M; Caballero Gutiérrez, M.A; Del Pino, J.C; González Rodríguez, A.G. y M. Burgos Payán (2007). "Monitoring and control of a laboratory scale wind farm", *International Conference on Renewable Energy and Power Quality – ICREPQ'07* (ISBN: 978-84-611-4707-6), Sevilla, Marzo de 2007.
31. Schaffer, J.D; Caruna, R.A; Eshelman, L.G. y R. Das (1989). "A study of control parameters affecting online performance of genetic algorithms for function optimization". J.D. Schafer (ed.), *Proceedings of the Third International Conference on Genetic Algorithms*, Morgan Kaufmann, 51-60.
32. Shahirinia, A.H; Tafreshi, S.M.M; Gastaj, A.H. y A.R. Moghaddomjoo (2005). "Optimal sizing of hybrid power system using genetic algorithm", *International Conference on Future Power Systems*, pp. 16-18, Nov. 2005.
33. Suzuki, J. (1993). "A construction of Bayesian networks from databases based on an MDL Principle". *Uncertainty in Artificial Intelligence*, *Proceedings of the Ninth Conference*, 266-273.

ANEXOS

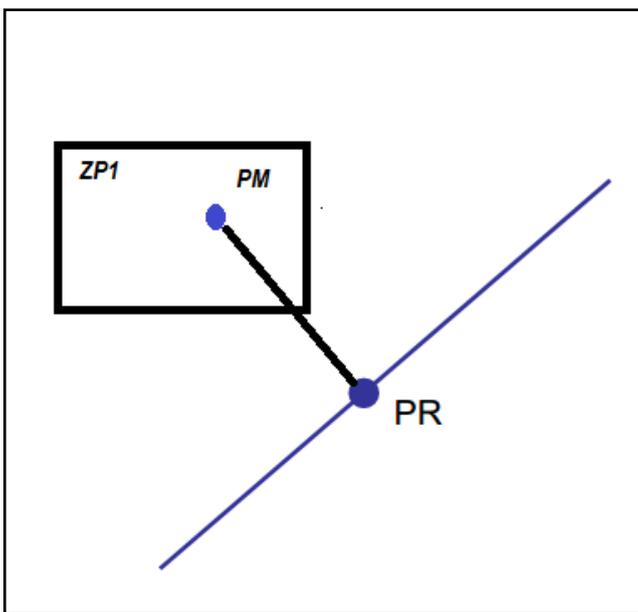
ANEXO I

Ejemplo de situación de puntos de origen y destino de la red y zonas prohibidas (Fuente: elaborado por el autor)



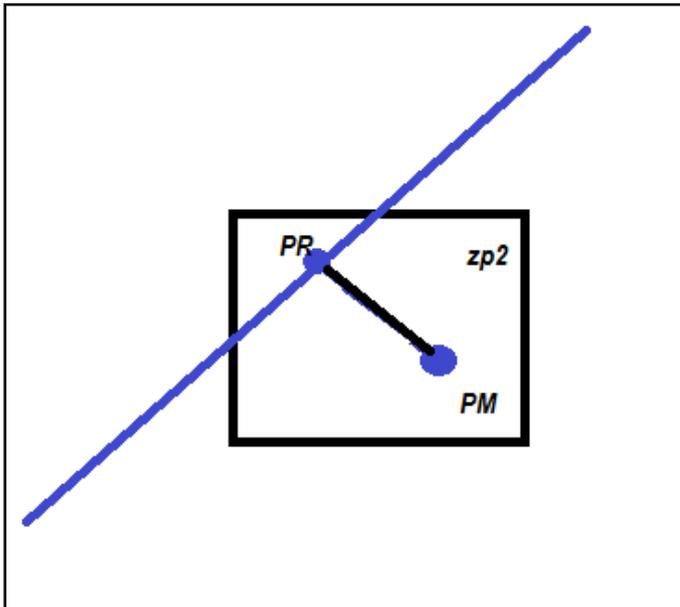
ANEXO II

Punto de la recta más cercano a ZP1 (Fuente: elaborado por el autor)



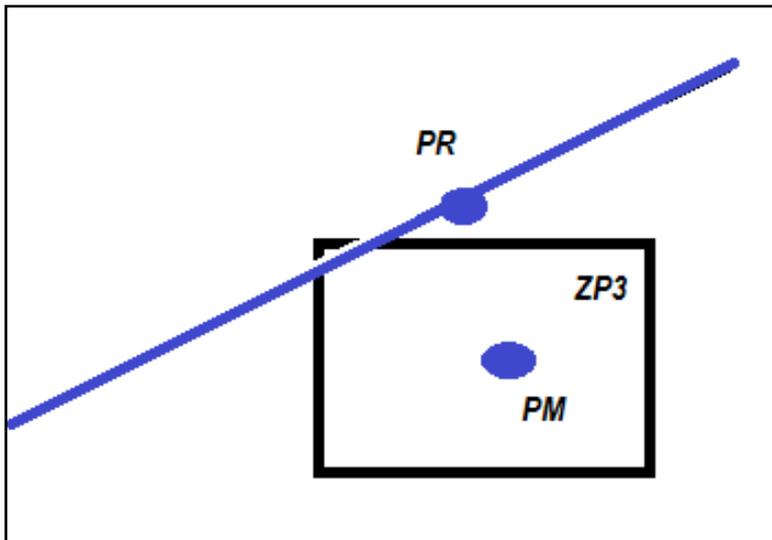
ANEXO III

Punto de la recta más cercano a ZP2
(Fuente: elaborado por el autor)



ANEXO IV

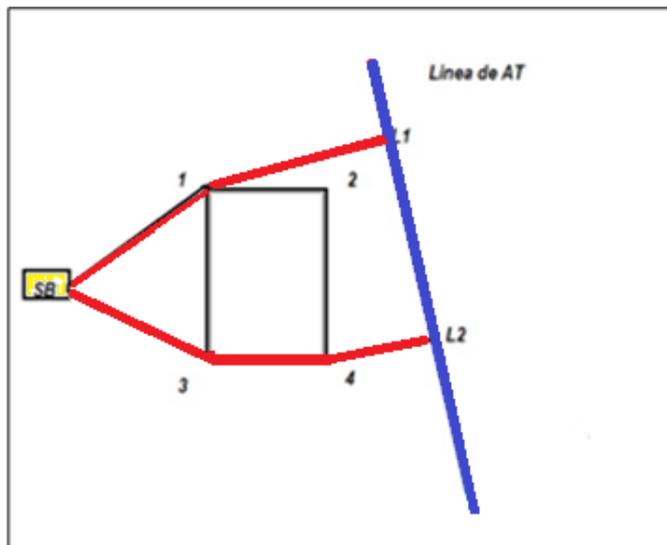
Caso en el que el procedimiento falla.
(Fuente: elaborado por el autor)



ANEXO V

Método 1 para el trazado alternativo

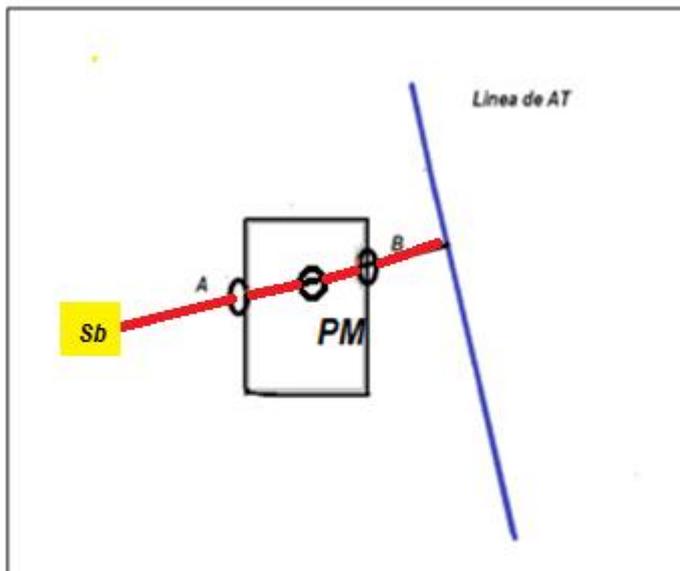
(Fuente: elaborado por el autor).



ANEXO VI

Método 2 para el trazado alternativo

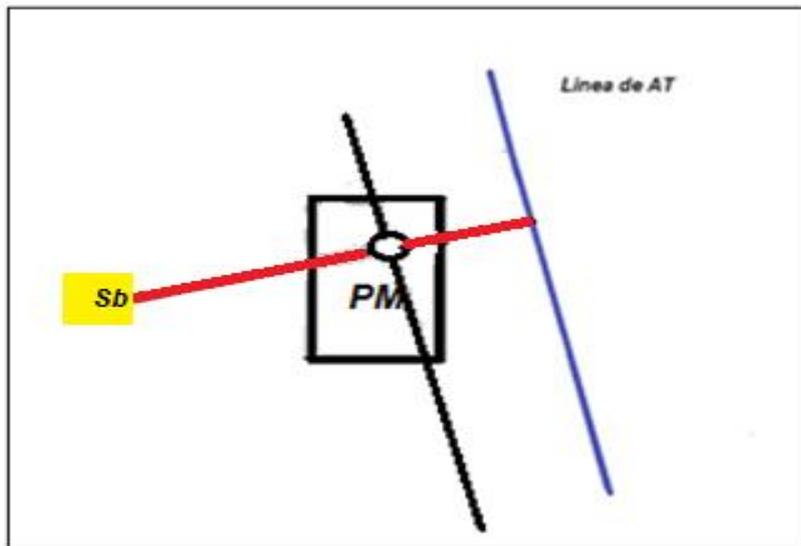
(Fuente: elaborado por el autor).



ANEXO VII

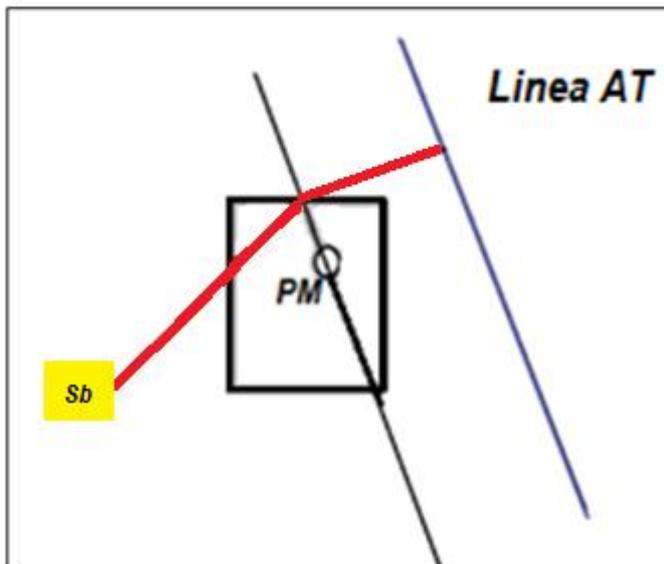
División en intervalos de la paralela a la línea de AT

(Fuente: elaborado por el autor).



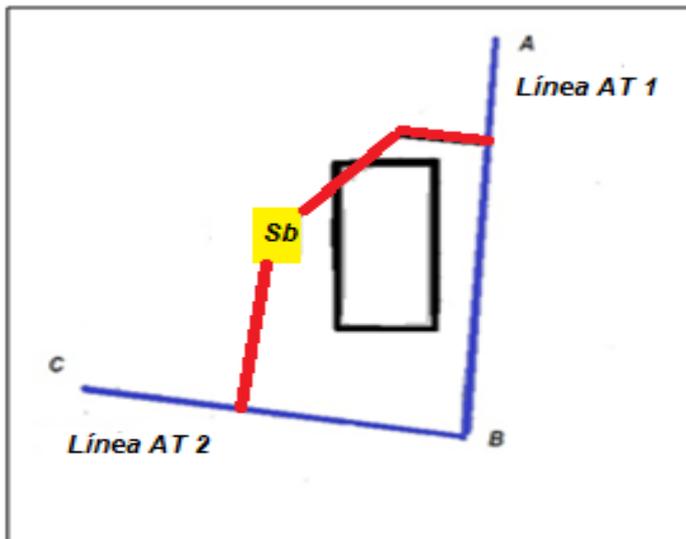
ANEXO VIII

Trazado alternativo óptimo según método 2
(Fuente: elaborado por el autor).



ANEXO IX

Comprobación final entre subestación línea de AT. (Fuente: elaborado por el autor).



ANEXO X

Parámetros generales empleados en los casos.

Parámetros	Valor
Vida de la inversión (años)	20
Tasa de actualización del dinero (%)	3
Precio del kWh (CUC/KWh)	0,18
Incremento anual del precio del kWh (%)	3

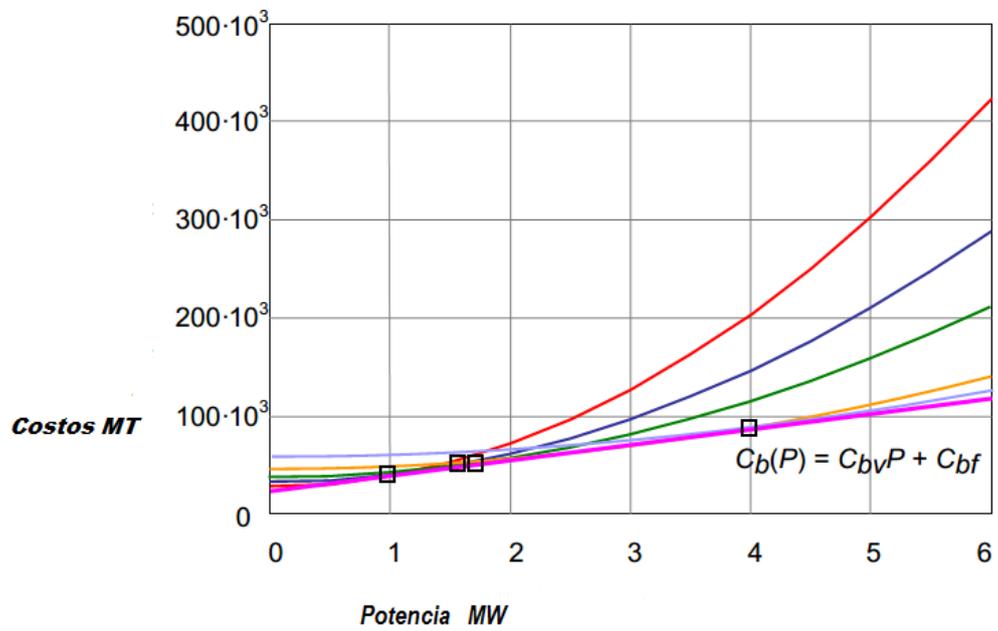
ANEXO XI

Costos de las redes eléctricas.

Concepto	1	2	3	4	5
Conductor MT (mm²)	70	95	150	240	300
Capacidad máxima conductor MT (kW)	6 298	7 344	9 561	13 025	17 459
Resistencia (Ω/km) conductor MT	0,6136	0,403	0,262	0,161	0,102
Costos fijos de MT (CUC/km)	29 520	36 000	43 975	50 416	70 676
Tensión nominal del conductor de MT (V)	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Conductor AT					
Capacidad máxima conductor AT (kW)	6 298	7 570	10 042	13 001	15 000
Resistencia del conductor AT (Ω/km)	0,6136	0,4261	0,2869	0,1962	0,15
Costos fijos de AT (CUC/km)	29 520	32 400	36 000	39 600	43 200
Tensión nominal del conductor de AT (V)	132 000	132 000	132 000	132 000	132 000
Subestación					
Capacidad máxima por subestación (kW)	630	2 500	10 000	20 000	30 000
Resistencia Transformador (Ω)	5,689	1,5	0,3231	0,12	0,07111
Costos fijos (CUC)	78 000	108 000	240 000	360 000	480 000
Tensión de referencia de las pérdidas (V)	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000

ANEXO XII

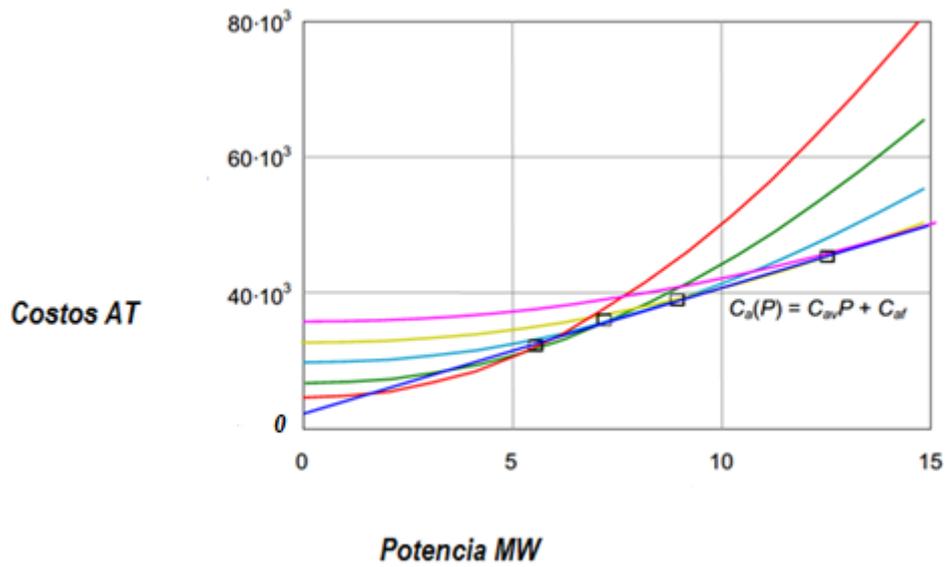
Curvas de costos totales actualizados en CUC de la red de MT para cinco tipos de conductores diferentes y aproximación lineal de la envolvente de costos mínimos.



ANEXO XIII

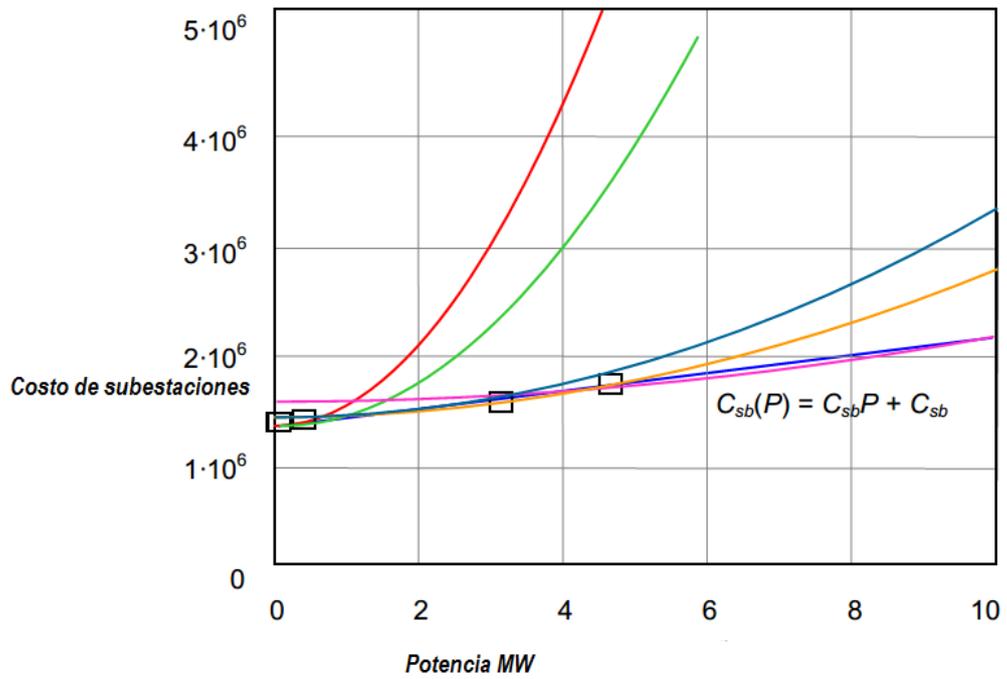
Curvas de costos de AT en CUC y recta con los coeficientes de costos.

(Fuente: elaborado por el autor).



ANEXO XIV

Costos de las subestaciones y coeficientes de costos asociados.



ANEXO XV

Tablas de costos en (CUC) para MT en el ejemplo tipo.

Tramo	Potencia (kW)	Costo para 70 mm ²	Costo para 95 mm ²	Costo para 150 mm ²	Costo para 240 mm ²	Costo para 300 mm ²
A ₁ -A ₂	1 000	56 321,28	55 762,02	59 442,35	-	-
A ₂ -A ₃	2 000	376 506,20	279 840,87	222 249,53	182 423,48	191 494,31
A ₅ -A ₄	1 000	63 298,98	62 670,68	66 868,29	-	-
A ₃ -Sb	3 000	1 561 168,70	1 070 195,80	751 300,54	524 838,67	437 092,14
A ₄ -Sb	2 000	518 656,50	385 495,07	306 160,06	251 298,15	263 793,18
Total	9 000	2 575 951,60	1 853 964,40	1 398 142,84	1 076 993,00	989 246,48

Tramo	Potencia (kW)	Costo para 70 mm ²	Costo para 95 mm ²	Costo para 150 mm ²	Costo para 240 mm ²	Costo para 300 mm ²
A ₁ -A ₂	1 000	56 321,28	55 762,02	59 442,35	-	-
A ₂ -A ₃	2 000	376 506,20	279 840,87	222 249,53	182 423,48	191 494,31
A ₅ -A ₄	1 000	63 298,98	62 670,68	66 868,29	-	-
A ₃ -Sb	3 000	664 938,00	455 824,17	319 998,38	223 542,41	186 168,87
A ₄ -Sb	2 000	220 909,25	164 192,34	130 401,51	107 034,47	112 356,35
Total	9 000	1 381 973,71	1 018 290,10	791 082,12	631 433,06	531 388,84

Tramo	Potencia (kW)	Costo para 70 mm ²	Costo para 95 mm ²	Costo para 150 mm ²	Costo para 240 mm ²	Costo para 300 mm ²
A ₁ -A ₂	1 000	56 321,28	55 762,02	59 442,35	-	-
A ₂ -A ₃	2 000	376 506,20	279 840,87	222 249,53	182 423,48	191 494,31
A ₅ -A ₄	1 000	63 298,98	62 670,68	66 868,29	-	-
A ₃ -Sb	3 000	971 393,86	665 899,66	467 475,89	326 566,28	271 968,16
A ₄ -Sb	2 000	322 719,60	239 863,60	190 054,47	156 363,29	164 137,70
Total	9 000	1 790 239,92	1 304 036,8	998 212,59	783 785,75	729187,63

ANEXO XVI

Tablas de costos en (CUC) para AT en el ejemplo tipo.

Tramo	Potencia (kW)	Costo para 70 mm ²	Costo para 95 mm ²	Costo para 150 mm ²	Costo para 240 mm ²	Costo para 300 mm ²
Sb-L	5 000	-	-	-	-	-

Tramo	Potencia (kW)	Costo para 70 mm ²	Costo para 95 mm ²	Costo para 150 mm ²	Costo para 240 mm ²	Costo para 300 mm ²
Sb-L	5 000	-	-	99 837	104 976	-

ANEXO XVII

Costos en (CUC) para MT en el caso 1.

Tramo	Potencia (kW)	Costo en (CUC) para 70 mm ²	Costo en (CUC) para 95 mm ²	Costo en (CUC) para 150 mm ²	Costo en (CUC) para 240 mm ²	Costo en (CUC) para 300 mm ²
A ₁ -A ₂	1 000	19 998,00	19 738,79	21 060,40	-	-
A ₂ -A ₃	2 000	96 044,00	71 384,40	56 695,10	46 534,00	48 848,80
A ₃ -A ₄	3 000	289 105,31	198 184,42	139 129,73	97 192,34	80 941,00
A ₄ -A ₈	4 000	2287806,42	1531157,10	1030823,42	673681,22	493429,19
A ₅ -A ₆	1 000	29 905,12	29 608,00	31 591,32	-	-
A ₆ -A ₇	2 000	96 047,50	71 387,97	56 696,30	46 536,69	48 850,58
A ₁₁ -A ₁₀	1 000	27 413,03	27 140,84	28 958,96	-	-
A ₁₀ -A ₉	2000	124 861,75	92 804,37	73 705,20	60 497,70	63 505,76
A ₁₂ -A ₁₃	1 000	29 905,12	29 608,19	31 591,32	-	-
A ₁₄ -A ₁₃	1 000	36 882,98	36 516,77	38 962,62	-	-
A ₁₇ -A ₁₆	1 000	36 882,98	36 516,77	38 962,62	-	-
A ₁₈ -A ₁₅	1 000	42 365,59	41 944,94	44 754,37	-	-
A ₂₀ -A ₁₉	1 000	25 917,77	25 660,43	27 379,14	-	-
A ₁₉ -A ₁₅	2 000	203 620,70	151 342,51	120 196,17	98 657,79	103 563,25
A ₇ -Sb	3 000	445 222,18	305 204,01	214 259,78	149 676,21	124 652,20
A ₈ -Sb	5 000	1 413 364,92	937 405,86	620 743,90	394 315,75	271 119,43
A ₉ -Sb	3 000	410 529,54	281 421,88	197 564,21	138 013,13	114 939,04
A ₁₃ -Sb	3 000	422 093,76	289 349,25	171 027,65	141 900,82	118 176,76
A ₁₅ -Sb	4 000	1 130 602,01	756 676,49	509 418,30	332 923,86	243 845,82
A ₁₆ -Sb	2 000	197 857,85	147 059,23	116 794,39	95 865,59	100 632,21
Total	43 000	7 366 426,53	5 080 112,20	3 553 788,88	2 522 529,83	2 041 929,94

ANEXO XVIII

Tabla de costos en AT para el caso 1.

Tramo	Potencia (kW)	Costo en (CUC) para 70 mm ²	Costo en (CUC) para 95 mm ²	Costo en (CUC) para 150 mm ²	Costo en (CUC) para 240 mm ²	Costo en (CUC) para 300 mm ²
Sb-L	20 000	-	-	-	126 792	124 104,04

ANEXO XIX

Tabla de costos en AT para el caso 2.

Tramo	Potencia (kW)	Costo en (CUC) para 70 mm ²	Costo en (CUC) para 95 mm ²	Costo en (CUC) para 150 mm ²	Costo en (CUC) para 240 mm ²	Costo en (CUC) para 300 mm ²
Sb-L	20 000	-	-	-	156 996,00	153 648,00

ANEXO XX

Costos en MT para el caso 3.

Tramo	Potencia (kW)	Costo en (CUC) para 70 mm ²	Costo en (CUC) para 95 mm ²	Costo en (CUC) para 150 mm ²	Costo en (CUC) para 240 mm ²	Costo en (CUC) para 300 mm ²
A ₁ -A ₂	1 000	199 98,00	197 38,79	210 60,40	-	-
A ₂ -A ₃	2 000	96 044,00	71 384,40	56 695,10	46 534,00	48 848,80
A ₃ -A ₄	3 000	289 105,31	198 184,42	139 129,73	97 192,34	80 941,00
A ₄ -A ₈	4 000	2 287 806,42	1 531 157,10	1 030 823,42	673 681,22	493 429,19
A ₅ -A ₆	1 000	29 905,12	29 608,00	31 591,32	-	-
A ₆ -A ₇	2 000	96 047,50	71 387,97	56 696,30	46 536,69	48 850,58
A ₁₈ -A ₁₄	1 000	51 337,13	50 827,40	54 232,01	-	-
A ₁₄ -A ₁₃	2 000	142 150,30	105 654,20	83 910,53	68 874,30	72 298,87
A ₁₂ -A ₁₃	1 000	29 905,12	29 608,19	31 591,32	-	-
A ₁₉ -A ₂₀	1 000	25 917,77	25 660,43	27 379,14	-	-
A ₂₀ -A ₁₇	2 000	157 517,90	117 075,90	92 981,94	76 320,18	80 114,96
A ₁₇ -A ₁₆	3 000	427 875,86	293 312,90	205 912,00	143 844,67	119 795,62
A ₁₁ -A ₁₀	1 000	27 413,03	27 140,84	28 958,96	-	-
A ₁₀ -A ₉	2 000	124 861,75	92 804,37	73 705,20	60 497,70	63 505,76
A ₇ -S _b	3 000	445 222,18	305 204,01	214 259,78	149 676,21	124 652,20
A ₈ -S _b	5 000	1 413 364,92	937 405,86	620 743,90	394 315,75	271 119,43
A ₉ -S _b	3 000	410 529,54	281 421,88	197 564,21	138 013,13	114 939,04
A ₁₃ -S _b	4 000	970 987,61	649 851,50	437 500,63	285 922,84	209 420,52
A ₁₅ -S _b	1 000	42 365,59	41 944,94	44754,37	-	-
A ₁₆ -S _b	4 000	1 370 023,60	916 913,80	617 295,42	139 802,70	128 468,14
Total	46 000	8 458 378,60	5 796 286,90	4 051 746,75	2 545 740,32	2 070 685,05

ANEXO XXI

Tabla de costos en AT para el caso 3.

Tramo	Potencia (kW)	Costo en (CUC) para 70 mm ²	Costo en (CUC) para 95 mm ²	Costo en (CUC) para 150 mm ²	Costo en (CUC) para 240 mm ²	Costo en (CUC) para 300 mm ²
Sb-L	20 000	-	-	-	156 996,00	153 648,00