



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE QUITO**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON  
GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO  
CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE  
POTENCIA.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JOSÉ LUIS BOSMEDIANO YÁNEZ  
TUTOR: ROGELIO ALFREDO ORIZONDO  
MARTÍNEZ

Quito -Ecuador  
2026

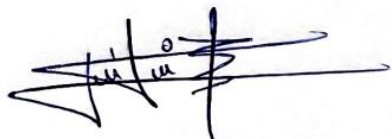
**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

Yo, José Luis Bosmediano Yánez con documento de identificación N° 1723265680 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 24 de marzo del 2026

Atentamente,



---

José Luis Bosmediano Yánez  
1723265680

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, José Luis Bosmediano Yáñez con documento de identificación N° 1723265680, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico : “Reconfiguración óptima de redes de distribución con generación renovable mediante el algoritmo híbrido cuántico-clásico qaoa para minimización de pérdidas de potencia” el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 24 de marzo del año 2026

Atentamente,



-----  
José Luis Bosmediano Yáñez

1723265680

## **CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Rogelio Alfredo Orizondo Martínez con documento de identificación N° 1757424195, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA, realizado por José Luis Bosmediano Yánez con documento de identificación N° 1723265680, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 24 de marzo del 2026

Atentamente,



---

Ing. Rogelio Alfredo Orizondo Martínez, MSc.  
1757424195

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción .....	2
2	Marco teórico .....	5
2.1	Ecuaciones de Flujo de Potencia AC.....	5
2.2	Método de Newton-Raphson para Flujo de Potencia .....	6
2.3	Cálculo de Pérdidas de Potencia .....	6
2.4	Pérdidas Acumuladas por Nodo .....	7
2.5	Caída de Voltaje en Líneas.....	7
2.6	Restricciones Operativas .....	8
2.7	Desviación de Voltaje.....	8
2.8	Generación Renovable Distribuida .....	8
2.9	Efecto de la Generación Distribuida en Pérdidas .....	9
2.10	Índice de Mejora Porcentual .....	9
2.11	Formulación del Problema de Reconfiguración Óptima. ....	10
2.12	Formulación QUBO.....	10
2.13	Hamiltoniano de Ising.....	11
2.14	Hamiltoniano de Costo QAOA .....	12
2.15	Operador de Fase (Phase Separator) .....	12
2.16	Operador de Mezcla (Mixer) .....	13
2.17	Circuito QAOA de p Capas .....	13
2.18	Función de Expectación.....	14
2.19	Optimización Clásica de Parámetros .....	14
2.20	Probabilidad de Medición.....	14
2.21	Razón de aproximación .....	15
3	Formulación del problema .....	15
3.1	Metodología de Solución Propuesta .....	16
3.2	Fase 1: Evaluación Mediante Flujo de Potencia Óptimo .....	17
3.3	Fase 2: Construcción de la Matriz QUBO.....	18
3.4	Fase 3: Transformación a Hamiltoniano de Ising .....	20
3.5	Fase 4: Optimización Cuántica mediante QAOA.....	21
3.6	Fase 5: Medición y Extracción de Solución .....	22
3.7	Caso de validación .....	23
4	Análisis de resultados .....	23
4.1	Resultados del Proceso de Optimización QAOA.....	23
4.2	Análisis de variables eléctricas .....	25
5	Conclusiones .....	30
5.1	Trabajos futuros .....	30
6	Referencias.....	31
6.1	Matriz de Estado del Arte.....	35
6.2	Resumen de Indicadores .....	41

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Modelo de prueba de 33 barras IEEE con GD.....	23
Figura 2. Comparación de perfiles de tensión - IEEE 33 barras. ....	26
Figura 3. Comparación de desviación de tensión por barra - IEEE 33 barras. ....	27
Figura 4. Comparación de pérdidas acumuladas por barra - IEEE 33 barras. ....	27
Figura 5. Comparación de pérdidas de potencia por línea - IEEE 33 barras. ....	28
Figura 6. Comparación de carga activa de línea - IEEE 33 barras.....	28
Figura 7. Comparación de reducción de pérdidas - IEEE 33 barras. ....	29
Figura 8. Comparación de pérdidas normalizadas - IEEE 33 barras. ....	29
Figura 9. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. ....	41
Figura 10. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	41
Figura 11. Indicador de solución - Estado del arte.....	41

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Elementos de la matriz QUBO Q construida a partir del vector de pérdidas. ....	20
Tabla 2. Evaluación completa de configuraciones por QAOA. ....	23
Tabla 3. Top 5 configuraciones óptimas. ....	24
Tabla 4. Estado de líneas, pérdidas y cargabilidad - config. óptima (GRD + QAOA). ....	24
Tabla 5. Top 5 configuraciones óptimas. ....	29
Tabla 6. Matriz de estado del arte .....	35

# RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

## Resumen

Este trabajo presenta un enfoque híbrido cuántico-clásico para la reconfiguración óptima de redes de distribución con generación renovable, integrando el algoritmo QAOA con el flujo de potencia AC no lineal. La metodología transforma el problema combinatorio de 32 configuraciones del sistema IEEE 33-barras en una formulación QUBO de 15 parámetros mediante la evaluación a detalle por Newton-Raphson, mapea los coeficientes al Hamiltoniano de Ising, y ejecuta la optimización variacional mediante un circuito cuántico de profundidad unitaria. El algoritmo identifica en 1.36 segundos la configuración que cierra los tie-switches SW34 y SW37, estableciendo una topología radial alternativa que reduce las pérdidas activas de 282.938 kW a 95.773 kW, equivalente al 66.15% de mejora. La solución presenta una desviación del 9.98% respecto al óptimo global, eleva el voltaje mínimo a 0.9531 p.u. cumpliendo los límites normativos IEEE 1547, y redistribuye los flujos reduciendo la corriente troncal de 246 A a 141 A. La sinergia entre la generación distribuida y la reconfiguración cuántica alcanza una eficiencia del 78.0%, demostrando que QAOA supera las limitaciones de la convergencia prematura de las metaheurísticas clásicas en problemas de reconfiguración con restricciones no lineales.

**Palabras clave:** Reconfiguración óptima, QAOA, generación distribuida, optimización cuántica, redes de distribución.

## Abstract

This work presents a quantum-classical hybrid approach for the optimal reconfiguration of distribution networks with renewable generation, integrating the QAOA algorithm with the nonlinear AC power flow. The methodology transforms the combinatorial problem of 32 configurations of the IEEE 33-bus system into a QUBO formulation of 15 parameters through exhaustive evaluation by Newton-Raphson, maps the coefficients to the Ising Hamiltonian, and executes the variational optimization through a quantum circuit of unit depth. The algorithm identifies in 1.36 seconds the configuration that closes the tie-switches SW34 and SW37, establishing an alternative radial topology that reduces the active losses from 282.938 kW to 95.773 kW, equivalent to 66.15% improvement. The solution presents a deviation of 9.98% with respect to the global optimum, raises the minimum voltage to 0.9531 p.u. complying with the IEEE 1547 normative limits, and redistributes the flows reducing the main current from 246 A to 141 A. The synergy between the distributed generation and the quantum reconfiguration achieves an efficiency of 78.0%, demonstrating that QAOA overcomes the limitations of the premature convergence of the classical metaheuristics in reconfiguration problems with nonlinear constraints.

**Keywords:** Optimal reconfiguration, QAOA, distributed generation, quantum optimization, distribution networks.

# 1 Introducción

En la última década, el sistema energético mundial ha experimentado una transformación significativa impulsada por la transición hacia fuentes renovables. Como consecuencia de los compromisos internacionales de descarbonización, la generación fotovoltaica y eólica ha aumentado de manera sostenida en las redes eléctricas, modificando la estructura tradicional de los sistemas de distribución. Este proceso ha generado una electrificación progresiva del transporte y de la industria, elevando la demanda de energía flexible y limpia [1].

La integración masiva de recursos energéticos distribuidos (DER) ha demostrado beneficios ambientales y económicos, aunque también ha introducido nuevas complejidades en la operación de redes eléctricas modernas [2]. La expansión renovable requiere estrategias de control adaptativo que mantengan la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico [3].

Sin embargo, la alta penetración de generación renovable no despachable ha incrementado la incertidumbre en los flujos de potencia y la variabilidad de tensión en los sistemas de distribución [4]. No obstante, las redes diseñadas bajo condiciones de carga estática presentan dificultades para responder ante fluctuaciones rápidas asociadas a la intermitencia solar y eólica [5]. A pesar de los avances en almacenamiento y control, persisten pérdidas técnicas significativas debido a flujos inversos y sobrecargas en líneas de baja tensión [6].

La volatilidad renovable, sumada al crecimiento de la movilidad eléctrica, exige modelos predictivos y estrategias de operación óptima que mitiguen dichas ineficiencias [7].

Por lo tanto, la reconfiguración de redes de distribución se ha consolidado como una estrategia eficaz para reducir pérdidas y mejorar la estabilidad operativa [8]. Con el fin de mantener perfiles de tensión adecuados, la reconfiguración ajusta la topología del sistema mediante la apertura o cierre de interruptores seccionales en respuesta a condiciones dinámicas [9]. De ahí que la optimización de estas acciones se considere esencial para minimizar pérdidas, mejorar la confiabilidad y permitir una mayor penetración renovable en las redes inteligentes modernas [10].

La literatura reciente confirma que los enfoques híbridos, que integran modelos estocásticos y metaheurísticas avanzadas, ofrecen resultados robustos ante escenarios variables y no lineales [11].

Dado que la reconfiguración de redes de distribución modifica la topología del sistema mediante la operación de interruptores seccionales y de enlace, el proceso se modela como un problema de optimización discreta. Las variables decisionales representan el estado operativo de los tie-switches, los nodos y las líneas activas dentro del sistema. Cada decisión implica cerrar o abrir interruptores para definir una estructura radial que asegure la conexión de todos los nodos a la fuente principal sin formar lazos cerrados [12].

Este criterio de radialidad constituye una restricción esencial que preserva la estabilidad operativa y facilita la coordinación de protecciones. La formulación del problema también considera límites de tensión, corrientes admisibles y continuidad del suministro, asegurando la viabilidad técnica de cada configuración propuesta [13]. En consecuencia, el problema integra variables binarias para las decisiones topológicas y variables continuas asociadas a los flujos de

potencia, generando un modelo mixto de alta complejidad computacional [14].

Dado que el número de interruptores en una red puede ser elevado, el espacio de búsqueda crece de forma exponencial con cada nueva variable considerada. Por consiguiente, el problema de reconfiguración es de naturaleza combinatoria y pertenece a la clase NP-hard, lo que implica una dificultad significativa para alcanzar soluciones óptimas en tiempos razonables [15]. La necesidad de mantener radialidad y respetar restricciones no lineales de flujo de potencia incrementa la complejidad de su resolución. En consecuencia, los métodos clásicos resultan ineficientes en sistemas de gran escala, donde la búsqueda exhaustiva se vuelve impracticable. Frente a ello, las técnicas basadas en metaheurísticas y enfoques híbridos cuántico-clásicos, como los algoritmos QAOA, han surgido como alternativas prometedoras para explorar espacios discretos de gran tamaño con mayor eficiencia [16].

Los enfoques mencionados permiten mantener las condiciones de radialidad y factibilidad técnica, optimizando simultáneamente las pérdidas y la confiabilidad del sistema eléctrico [17].

Inicialmente, los problemas de reconfiguración se resolvían mediante programación entera mixta y técnicas branch-and-bound. Estos métodos garantizaban soluciones óptimas en redes pequeñas, pero su complejidad crecía exponencialmente con el número de interruptores [18]. Las restricciones no lineales y la presencia de múltiples variables discretas limitaron su aplicación práctica en sistemas con generación distribuida [19]. Aun así, establecieron las bases teóricas del problema y sus criterios de radialidad.

Luego, surgieron metaheurísticas como los algoritmos genéticos, enjambre de partículas y colonia de hormigas. Estas técnicas ofrecieron flexibilidad y rapidez para explorar espacios de búsqueda amplios sin requerir convexidad [20]. Sin embargo, presentaron riesgo de convergencia prematura y sensibilidad a parámetros iniciales [21]. Pese a ello, consolidaron su uso en sistemas IEEE por su equilibrio entre precisión y costo computacional [22].

A pesar de los avances logrados, los métodos clásicos presentan convergencia lenta y alta sensibilidad a las condiciones iniciales. Las metaheurísticas, como PSO o ACO, suelen depender fuertemente de la parametrización, lo que compromete la estabilidad de los resultados [23]. No obstante, su capacidad de exploración global disminuye ante espacios de búsqueda extensos y topologías dinámicas [24]. Esto evidencia que los métodos tradicionales son ineficientes para resolver problemas combinatorios en redes de gran escala [25].

A pesar de las mejoras introducidas por los enfoques híbridos clásicos, las limitaciones estructurales persisten. No obstante, los algoritmos cuántico-clásicos aprovechan la superposición y el entrelazamiento para explorar simultáneamente múltiples soluciones [26]. Esto evidencia que los paradigmas cuánticos, como QAOA o QADMM, reducen los tiempos de convergencia y mejoran la calidad global de las soluciones [17]. Su incorporación representa un cambio decisivo frente a las limitaciones de los métodos convencionales.

Con la creciente penetración de fuentes renovables distribuidas, como solar y eólica, las redes enfrentan variaciones impredecibles en potencia y voltaje. Esta intermitencia genera incertidumbre operativa y dificulta el equilibrio entre oferta y demanda [27]. Dichas fluctuaciones

aumentan las pérdidas técnicas y reducen la estabilidad de sistemas con baja inercia [28]. En consecuencia, la GRD transforma las redes pasivas en sistemas activos que requieren control adaptativo.

Diversos autores han propuesto modelos determinísticos, estocásticos y robustos para gestionar la incertidumbre renovable. Los métodos estocásticos usan escenarios probabilísticos para representar variaciones de viento y radiación [29]. Sin embargo, los enfoques robustos y distribucionalmente robustos han demostrado mayor resiliencia bajo condiciones extremas [30]. Estos modelos reducen el conservadurismo y mejoran la estabilidad del sistema [31].

En el contexto de la optimización avanzada, la computación cuántica emplea principios como la superposición y el paralelismo para procesar múltiples estados simultáneamente. A diferencia del cómputo clásico, los qubits pueden representar combinaciones de 0 y 1, incrementando la capacidad de exploración [32]. Este enfoque permite resolver problemas NP-hard con mayor eficiencia, reduciendo significativamente los tiempos de cálculo [26].

Entre los algoritmos cuánticos destaca el Quantum Approximate Optimization Algorithm (QAOA), diseñado para resolver problemas binarios mediante formulaciones QUBO. Este enfoque traduce variables discretas en interacciones entre qubits, ajustadas por un optimizador clásico [17]. La estructura híbrida permite explorar múltiples configuraciones de forma simultánea, mejorando la calidad de las soluciones [33].

En los sistemas eléctricos, el QAOA se ha aplicado con éxito a la reconfiguración de redes y reducción de pérdidas [34]. Sin embargo, enfrenta limitaciones en la

cantidad de qubits y en la estabilidad de los dispositivos NISQ [35]. Aun así, los algoritmos híbridos demuestran un gran potencial para transformar la optimización en sistemas eléctricos complejos.

Por un lado, los enfoques híbridos cuántico-clásicos combinan la simulación eléctrica tradicional con algoritmos cuánticos para resolver problemas complejos. En este esquema, la capa clásica ejecuta el flujo AC bajo restricciones físicas, mientras la capa cuántica optimiza la configuración mediante formulaciones QUBO [17]. De manera complementaria, ambas capas interactúan iterativamente para garantizar soluciones factibles y eficientes [36].

En este esquema, la integración entre QAOA y OPF AC equilibra realismo físico y eficiencia computacional. Los métodos híbridos reducen los tiempos de cálculo y mejoran la búsqueda global de soluciones [37]. Además, aprovechan el paralelismo cuántico para abordar problemas no convexos con alta precisión [38]. Estas características posicionan los esquemas híbridos como soluciones prometedoras en redes con alta penetración renovable [39].

De esta revisión se desprende que la mayoría de los estudios sobre optimización cuántica en redes eléctricas emplea modelos simplificados y flujos DC. Aún existe escasa integración del flujo AC y de restricciones reales en la reconfiguración de redes [36]. Además, las validaciones se realizan en sistemas reducidos, sin contemplar escenarios dinámicos ni penetración renovable elevada [17]. Esto evidencia una brecha metodológica que limita la aplicabilidad práctica de los modelos híbridos [40].

Por lo tanto, este estudio propone un enfoque híbrido QAOA-OPF AC que combina el rigor físico del flujo AC con la

eficiencia de la optimización cuántica. El modelo busca superar la falta de realismo en estudios previos, integrando validación eléctrica y exploración cuántica simultánea.

El artículo se organiza de la siguiente manera: la Sección 2 presenta los fundamentos teóricos de la optimización cuántica y su relación con los sistemas eléctricos. La Sección 3 detalla la metodología del modelo híbrido QAOA–OPF AC, incluyendo su formulación y entorno de simulación. La Sección 4 expone los resultados obtenidos y la comparación con métodos tradicionales. Finalmente, la Sección 5 resume las conclusiones y plantea líneas futuras de investigación.

## 2 Marco teórico

Para abordar la reconfiguración óptima de redes de distribución con generación renovable mediante el algoritmo híbrido cuántico-clásico QAOA, es necesario establecer primero los fundamentos técnicos que sustentan esta metodología. En primer lugar, se desarrolla la teoría de flujo de potencia AC mediante el método de Newton-Raphson, que permite evaluar el comportamiento del sistema bajo diferentes configuraciones topológicas. Posteriormente, se presenta la formulación del problema de optimización como QUBO y su mapeo al Hamiltoniano cuántico, para finalmente describir el algoritmo QAOA y su proceso de optimización variacional que encuentra la configuración de switches que minimiza las pérdidas del sistema.

### 2.1 Ecuaciones de Flujo de Potencia AC

El análisis de flujos de potencia en sistemas de distribución se fundamenta en las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en cada nodo de la red. Estas ecuaciones no lineales relacionan las magnitudes de voltaje, ángulos de fase, y las admitancias del sistema a través de la matriz

de admitancias nodales. La formulación se basa en la representación fasorial de voltajes (Ec. 1) y admitancias (Ec. 2), donde cada nodo  $i$  de la red debe satisfacer el balance entre la potencia inyectada, la potencia demandada y la potencia que fluye hacia nodos adyacentes. Las ecuaciones de potencia activa (Ec. 3) y reactiva (Ec. 4) expresan este balance, mientras que las ecuaciones de desbalance (Ec. 5 y 6) deben ser cero en el equilibrio.

$$V_i = |V_i| \exp(j\delta_i) \quad (1)$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = |Y_{ij}| \exp(j\theta_{ij}) \quad (2)$$

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3)$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4)$$

$$\Delta P_i = P_i^{\text{gen}} - P_i^{\text{carga}} - P_i^{\text{calc}} = 0 \quad (5)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{\text{gen}} - Q_i^{\text{carga}} - Q_i^{\text{calc}} = 0 \quad (6)$$

Aquí,

- $V_i$  = voltaje fasorial en el nodo  $i$  (V).
- $|V_i|$  = magnitud del voltaje en el nodo  $i$  (p.u. o V).
- $\delta_i$  = ángulo de fase del voltaje en el nodo  $i$  (rad).
- $Y_{ij}$  = admitancia fasorial entre los nodos  $i$  y  $j$  (S).
- $G_{ij}$  = conductancia entre los nodos  $i$  y  $j$  (S).
- $B_{ij}$  = susceptancia entre los nodos  $i$  y  $j$  (S).
- $|Y_{ij}|$  = magnitud de la admitancia entre los nodos  $i$  y  $j$  (S).
- $\theta_{ij}$  = ángulo de la admitancia entre los nodos  $i$  y  $j$  (rad).
- $P_i$  = potencia activa en el nodo  $i$  (W o p.u.).

- $Q_i$  = potencia reactiva en el nodo  $i$  (VAR o p.u.).
- $n$  = número total de nodos en la red.
- $P_i^{\text{gen}}$  = potencia activa generada en el nodo  $i$  (W).
- $P_i^{\text{carga}}$  = potencia activa demandada en el nodo  $i$  (W).
- $P_i^{\text{calc}}$  = potencia activa calculada por las ecuaciones de flujo (W).
- $Q_i^{\text{gen}}$  = potencia reactiva generada en el nodo  $i$  (VAR).
- $Q_i^{\text{carga}}$  = potencia reactiva demandada en el nodo  $i$  (VAR).
- $Q_i^{\text{calc}}$  = potencia reactiva calculada por las ecuaciones de flujo (VAR).
- $\Delta P_i$  = desbalance de potencia activa en el nodo  $i$  (W).
- $\Delta Q_i$  = desbalance de potencia reactiva en el nodo  $i$  (VAR).

## 2.2 Método de Newton-Raphson para Flujo de Potencia

La resolución del sistema de ecuaciones no lineales del flujo de potencia se realiza mediante el método iterativo de Newton-Raphson, que linealiza las ecuaciones en cada iteración a través del Jacobiano (Ec. 7). Este método converge cuadráticamente cuando se parte de una estimación inicial cercana a la solución, típicamente voltajes unitarios y ángulos cero. El Jacobiano contiene las derivadas parciales de las potencias activas y reactivas respecto a los ángulos (Ec. 8 y 10) y magnitudes de voltaje (Ec. 9 y 11), formando un sistema lineal que se resuelve en cada iteración hasta alcanzar la convergencia. La actualización de variables se realiza mediante la Ec. 12.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$J_{P\delta_{ij}} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (8)$$

$$J_{PV_{ij}} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (9)$$

$$J_{Q\delta_{ij}} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (10)$$

$$J_{QV_{ij}} = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (11)$$

$$\begin{bmatrix} \delta^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (12)$$

En este sentido.

- $\Delta P$  = vector de desbalances de potencia activa (W).
- $\Delta Q$  = vector de desbalances de potencia reactiva (VAR).
- $J_{P\delta}$  = submatriz Jacobiana de derivadas de P respecto a ángulos  $\delta$ .
- $J_{PV}$  = submatriz Jacobiana de derivadas de P respecto a magnitudes  $|V|$ .
- $J_{Q\delta}$  = submatriz Jacobiana de derivadas de Q respecto a ángulos  $\delta$ .
- $J_{QV}$  = submatriz Jacobiana de derivadas de Q respecto a magnitudes  $|V|$ .
- $\Delta \delta$  = vector de correcciones de ángulos de voltaje (rad).
- $\Delta |V|$  = vector de correcciones de magnitudes de voltaje (p.u.).
- $k$  = número de iteración.
- $\delta^{(k)}$  = vector de ángulos en la iteración  $k$  (rad).
- $|V|^{(k)}$  = vector de magnitudes de voltaje en la iteración  $k$  (p.u.).

## 2.3 Cálculo de Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión se calculan a partir de las corrientes que circulan y las resistencias de los conductores. La corriente en cada línea se determina mediante la Ec. 13 a partir del flujo de potencia aparente y el voltaje nodal. Las pérdidas activas (Ec. 14) y reactivas (Ec. 15)

se calculan usando la relación cuadrática con la corriente. Las pérdidas totales (Ec. 16 y 17) resultan de la suma de pérdidas en todas las líneas activas.

$$I_{ij} = \sqrt{\frac{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{|V_i|^2}} \quad (13)$$

$$P_{loss,ij} = R_{ij} \cdot |I_{ij}|^2 = R_{ij} \cdot \frac{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{|V_i|^2} \quad (14)$$

$$Q_{loss,ij} = X_{ij} \cdot |I_{ij}|^2 = X_{ij} \cdot \frac{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{|V_i|^2} \quad (15)$$

$$P_{loss,total} = \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}_{activas}} P_{loss,ij} \quad (16)$$

$$Q_{loss,total} = \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}_{activas}} Q_{loss,ij} \quad (17)$$

Aquí,

- $I_{ij}$ = magnitud de la corriente que fluye por la línea entre nodos  $i$  y  $j$  (A).
- $P_{ij}$ = potencia activa que fluye por la línea  $i$ - $j$  (W).
- $Q_{ij}$ = potencia reactiva que fluye por la línea  $i$ - $j$  (VAR).
- $R_{ij}$ = resistencia de la línea entre nodos  $i$  y  $j$  ( $\Omega$ ).
- $X_{ij}$ = reactancia inductiva de la línea entre nodos  $i$  y  $j$  ( $\Omega$ ).
- $P_{loss,ij}$ = pérdidas de potencia activa en la línea  $i$ - $j$  (W).
- $Q_{loss,ij}$ = pérdidas de potencia reactiva en la línea  $i$ - $j$  (VAR).
- $P_{loss,total}$ = pérdidas totales de potencia activa en el sistema (W).
- $Q_{loss,total}$ = pérdidas totales de potencia reactiva en el sistema (VAR).
- $\mathcal{L}_{activas}$ = conjunto de líneas activas (en servicio) en la red.

## 2.4 Pérdidas Acumuladas por Nodo

Para identificar los nodos críticos donde las pérdidas se concentran, se distribuyen las

pérdidas de cada línea entre sus dos nodos terminales mediante la Ec. 18. Esta métrica permite localizar geográficamente los puntos de mayor disipación de energía, que son candidatos prioritarios para la instalación de generación distribuida. La pérdida acumulada en un nodo  $i$  resulta de la suma de las contribuciones de todas las líneas conectadas a ese nodo, donde el conjunto de nodos adyacentes se define en la Ec. 19.

$$P_{loss,nodo_i} = \sum_{j \in \Omega_i} \frac{P_{loss,ij}}{2} \quad (18)$$

$$\Omega_i = \{j: \text{existe línea entre nodo } i \text{ y nodo } j\} \quad (19)$$

En este sentido,

- $P_{loss,nodo_i}$ = pérdida acumulada en el nodo  $i$  (W).
- $\Omega_i$ = conjunto de nodos adyacentes al nodo  $i$ .
- $j$ = índice de nodo adyacente.
- $P_{loss,ij}$ = pérdidas en la línea que conecta los nodos  $i$  y  $j$  (W).

## 2.5 Caída de Voltaje en Líneas

La caída de voltaje en una línea de distribución se aproxima mediante la Ec. 20, una relación lineal que involucra la potencia activa, la resistencia de línea, la potencia reactiva y la reactancia inductiva. Esta aproximación es válida cuando las caídas de voltaje son pequeñas comparadas con el voltaje nominal, condición típicamente satisfecha en redes de distribución bien operadas. El voltaje en el nodo receptor se estima mediante la Ec. 21.

$$\Delta V_{ij} \approx \frac{P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}}{|V_i|} \quad (20)$$

$$|V_j| \approx |V_i| - \Delta V_{ij} \quad (21)$$

Aquí,

- $\Delta V_{ij}$ = caída de voltaje en la línea entre nodos i y j (V o p.u.).
- $P_{ij}$ = flujo de potencia activa desde el nodo i hacia el nodo j (W).
- $R_{ij}$ = resistencia de la línea i-j ( $\Omega$ ).
- $Q_{ij}$ = flujo de potencia reactiva desde el nodo i hacia el nodo j (VAR).
- $X_{ij}$ = reactancia de la línea i-j ( $\Omega$ ).
- $|V_i|$ = magnitud del voltaje en el nodo i (V o p.u.).
- $|V_j|$ = magnitud del voltaje en el nodo j (V o p.u.).

## 2.6 Restricciones Operativas

El sistema de distribución debe operar dentro de límites técnicos establecidos por normas de calidad y seguridad. Las restricciones de voltaje (Ec. 22) garantizan que todos los consumidores reciban energía con calidad aceptable. Los límites estándar IEEE 1547 se especifican en la Ec. 23, mientras que para el sistema IEEE 33-barras se utilizan límites relajados (Ec. 24) [41]. Las restricciones de capacidad térmica de líneas (Ec. 25) previenen el sobrecalentamiento de conductores. La restricción de radialidad (Ec. 26) es fundamental en sistemas de distribución para facilitar la coordinación de protecciones y simplificar la operación.

$$V_{min} \leq |V_i| \leq V_{max} \forall i \in \mathcal{N} \quad (22)$$

$$\begin{aligned} 0.95 \leq |V_i| \leq 1.05 \\ \text{(p.u., límites IEEE 1547)} \end{aligned} \quad (23)$$

$$\begin{aligned} 0.85 \leq |V_i| \leq 1.05 \\ \text{(p.u., límites relajados)} \end{aligned} \quad (24)$$

$$\text{Loading}_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{S_{max,ij}} \times 100\% \leq 100\% \quad (25)$$

$$\sum_{(i,j) \in \mathcal{L}_{activas}} n_{nodos} - 1 = 1 \quad (26)$$

En este sentido,

- $V_{min}$ = límite inferior de voltaje permitido (p.u.).
- $V_{max}$ = límite superior de voltaje permitido (p.u.).
- $\mathcal{N}$ = conjunto de todos los nodos de la red.
- $\text{Loading}_{ij}$ = porcentaje de carga de la línea i-j (%).
- $S_{max,ij}$ = capacidad nominal (potencia aparente máxima) de la línea i-j (VA).
- $n_{nodos}$ = número total de nodos en la red.
- $\mathcal{L}_{activas}$ = conjunto de líneas activas en la configuración.

## 2.7 Desviación de Voltaje

La desviación porcentual del voltaje respecto al valor nominal (Ec. 27) es una métrica de calidad de suministro. Desviaciones superiores al 5% indican problemas operativos que pueden afectar el desempeño de equipos y cargas conectadas. Esta métrica se utiliza para identificar nodos con problemas de regulación de voltaje, donde el valor nominal se define en la Ec. 28.

$$\text{Desviación}_i(\%) = \frac{|V_i| - V_{nominal}}{V_{nominal}} \times 100 \quad (27)$$

$$V_{nominal} = 1.0 \text{ p.u.} \quad (28)$$

Aquí,

- $\text{Desviación}_i$ = desviación porcentual del voltaje en el nodo i (%).
- $|V_i|$ = magnitud del voltaje en el nodo i (p.u.).
- $V_{nominal}$ = voltaje nominal de referencia (p.u.).

## 2.8 Generación Renovable Distribuida

La generación distribuida se modela como inyección de potencia activa en nodos específicos de la red. Las potencias netas en cada nodo se calculan mediante las Ec. 29 y

30. En el caso de sistemas fotovoltaicos, típicamente se opera con factor de potencia unitario (Ec. 32), inyectando solo potencia activa (Ec. 31). La potencia generada reduce la corriente neta que debe ser suministrada desde la subestación, disminuyendo las pérdidas en las líneas aguas arriba del punto de inyección.

$$P_{neto,i} = P_{carga,i} - P_{GD,i} \quad (29)$$

$$Q_{neto,i} = Q_{carga,i} - Q_{GD,i} \quad (30)$$

$$P_{GD,i} \geq 0 \text{ (inyección)} \quad (31)$$

$$Q_{GD,i} = 0 \quad (32)$$

(FP unitario para sistemas PV)

Aquí,

- $P_{neto,i}$ = potencia activa neta en el nodo i (W).
- $P_{carga,i}$ = potencia activa demandada por la carga en el nodo i (W).
- $P_{GD,i}$ = potencia activa generada por la GD en el nodo i (W).
- $Q_{neto,i}$ = potencia reactiva neta en el nodo i (VAR).
- $Q_{carga,i}$ = potencia reactiva demandada por la carga en el nodo i (VAR).
- $Q_{GD,i}$ = potencia reactiva generada / absorbida por la GD en el nodo i (VAR).
- GD = Generación Distribuida.
- FP = Factor de Potencia.
- PV = Photovoltaic (fotovoltaico).

## 2.9 Efecto de la Generación Distribuida en Pérdidas

La inyección de potencia activa mediante generación distribuida reduce las corrientes en las líneas aguas arriba del punto de generación. Las corrientes sin GD y con GD se expresan en las Ec. 33 y 34 respectivamente. Esta reducción de corriente produce una disminución cuadrática en las pérdidas (Ec. 35 y 36) debido a la relación  $I^2$ .

El efecto es más pronunciado cuando la generación se ubica eléctricamente cerca de las cargas, minimizando los flujos de potencia de larga distancia.

$$I_{sin GD} = \frac{P_{carga}}{|V|} \quad (33)$$

$$I_{con GD} = \frac{P_{carga} - P_{GD}}{|V|} \quad (34)$$

$$P_{loss, reducción} = R(I_{sin GD}^2 - I_{con GD}^2) \quad (35)$$

$$P_{loss, reducción} = R \left[ \left( \frac{P_{carga}}{|V|} \right)^2 - \left( \frac{P_{carga} - P_{GD}}{|V|} \right)^2 \right] \quad (36)$$

Aquí,

- $I_{sin GD}$ = corriente de línea sin generación distribuida (A).
- $I_{con GD}$ = corriente de línea con generación distribuida (A).
- $P_{carga}$ = potencia demandada por las cargas (W).
- $P_{GD}$ = potencia inyectada por generación distribuida (W).
- $|V|$ = magnitud del voltaje en el nodo (V o p.u.).
- $P_{loss, reducción}$ = reducción de pérdidas por efecto de la GD (W).
- $R$ = resistencia de la línea ( $\Omega$ ).

## 2.10 Índice de Mejora Porcentual

La efectividad de las estrategias de optimización se cuantifica mediante el índice de mejora porcentual respecto al caso base (Ec. 37). Este índice permite comparar el impacto relativo de diferentes intervenciones como la instalación de GRD (Ec. 38) o la reconfiguración de red. La mejora adicional de QAOA sobre el sistema con GRD se calcula mediante la Ec. 39,

mientras que la mejora total combinada se expresa en la Ec. 40.

$$\text{Mejora}(\%) = \left( \frac{P_{\text{loss,base}} - P_{\text{loss,optimizado}}}{P_{\text{loss,base}}} \right) \times 100 \quad (37)$$

$$\begin{aligned} & \text{Mejora}_{GRD}(\%) \\ &= \left( \frac{P_{\text{loss,base}} - P_{\text{loss,con GRD}}}{P_{\text{loss,base}}} \right) \times 100 \end{aligned} \quad (38)$$

$$\begin{aligned} & \text{Mejora}_{QAOA}(\%) \\ &= \left( \frac{P_{\text{loss,con GRD}} - P_{\text{loss,GRD+QAOA}}}{P_{\text{loss,con GRD}}} \right) \times 100 \end{aligned} \quad (39)$$

$$\begin{aligned} & \text{Mejora}_{total}(\%) \\ &= \left( \frac{P_{\text{loss,base}} - P_{\text{loss,GRD+QAOA}}}{P_{\text{loss,base}}} \right) \times 100 \end{aligned} \quad (40)$$

Aquí,

- Mejora= mejora porcentual general (%).
- $P_{\text{loss,base}}$ = pérdidas totales en el caso base (W).
- $P_{\text{loss,optimizado}}$ = pérdidas totales después de la optimización (W).
- $\text{Mejora}_{GRD}$ = mejora porcentual por efecto de GRD (%).
- $P_{\text{loss,con GRD}}$ = pérdidas totales con GRD instalada (W).
- $\text{Mejora}_{QAOA}$ = mejora porcentual adicional por reconfiguración QAOA (%).
- $P_{\text{loss,GRD+QAOA}}$ = pérdidas totales con GRD y reconfiguración QAOA (W).
- $\text{Mejora}_{total}$ = mejora porcentual total combinada (%).

## 2.11 Formulación del Problema de Reconfiguración Óptima.

El problema de reconfiguración óptima de redes de distribución busca minimizar las pérdidas totales del sistema (Ec. 41) mediante la selección apropiada de switches abiertos y cerrados, donde las variables de decisión se definen en la Ec. 46. Este es un problema de optimización combinatoria no

lineal, sujeto a restricciones operativas que incluyen las ecuaciones de flujo de potencia (Ec. 42), límites de voltaje (Ec. 43), capacidad térmica de líneas (Ec. 44), y topología radial (Ec. 45).

$$\min_{x \in \{0,1\}^5} f(x) = P_{\text{loss,total}}(x) \quad (41)$$

Sujeto a

$$g_1(x): \text{Ecuaciones de flujo de potencia} \quad (42)$$

$$g_2(x): V_{\min} \leq |V_i(x)| \leq V_{\max} \forall i \quad (43)$$

$$g_3(x): \text{Loading}_{ij}(x) \leq 100\% \forall (i, j) \quad (44)$$

$$g_4(x): \text{Topología radial} \quad (45)$$

$$x = [x_1, x_2, x_3, x_4, x_5]^T x_i \in \{0,1\} \quad (46)$$

En este sentido,

- $x$ = vector de variables de decisión binarias (configuración de switches).
- $x_i$ = estado del tie-switch  $i$  (0 = abierto, 1 = cerrado).
- $f(x)$ = función objetivo (pérdidas totales) dependiente de  $x$  (W).
- $P_{\text{loss,total}}(x)$ = pérdidas totales del sistema para la configuración  $x$  (W).
- $g_1(x)$ = restricción de ecuaciones de flujo de potencia.
- $g_2(x)$ = restricción de límites de voltaje.
- $|V_i(x)|$ = magnitud del voltaje en el nodo  $i$  para la configuración  $x$  (p.u.).
- $g_3(x)$ = restricción de carga térmica de líneas.
- $\text{Loading}_{ij}(x)$ = carga de la línea  $i$ - $j$  para la configuración  $x$  (%).
- $g_4(x)$ = restricción de topología radial (sin lazos cerrados).

## 2.12 Formulación QUBO

La transformación del problema de optimización a formato QUBO (Ec. 47)

permite su solución mediante algoritmos cuánticos. La matriz  $Q$  codifica tanto los efectos individuales de cada variable binaria (elementos diagonales, Ec. 48) como las interacciones entre pares de variables (elementos fuera de diagonal, Ec. 49). La función objetivo cuadrática sin restricciones se obtiene incorporando penalizaciones por violación de restricciones en la matriz  $Q$ , aunque en este trabajo se maneja la radialidad mediante mapeo directo. La normalización de pérdidas se realiza mediante la Ec. 50.

$$H(x) = x^T Q x = \sum_{i=1}^n Q_{ii} x_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j>i}^n Q_{ij} x_i x_j \quad (47)$$

$$Q_{ii} = \mathbb{E}[P_{norm} | x_i = 1] - \mathbb{E}[P_{norm} | x_i = 0] \quad (48)$$

$$Q_{ij} = \alpha \cdot \mathbb{E}[P_{norm} | x_i = 1, x_j = 1] \quad i \neq j \quad (49)$$

$$P_{norm}(c) = \frac{P_{loss}(c) - P_{loss,min}}{P_{loss,max} - P_{loss,min}} \quad (50)$$

En este sentido,

- $H(x)$ = función objetivo QUBO (Hamiltoniano clásico).
- $Q$ = matriz QUBO de tamaño  $n \times n$ .
- $Q_{ii}$ = elemento diagonal  $i$  de la matriz  $Q$  (efecto individual del switch  $i$ ).
- $Q_{ij}$ = elemento fuera de diagonal ( $i, j$ ) de la matriz  $Q$  (interacción entre switches  $i$  y  $j$ ).
- $x_i$ = variable binaria del switch  $i$  (0 o 1).
- $n$ = número de variables binarias (5 tie-switches).
- $\mathbb{E}[\cdot]$ = operador de valor esperado (promedio).
- $P_{norm}$ = pérdidas normalizadas al rango  $[0,1]$ .
- $x_i = 1$ = condición de que el switch  $i$  esté cerrado.

- $x_i = 0$ = condición de que el switch  $i$  esté abierto.
- $\alpha$ = factor de peso para interacciones (típicamente 0.1).
- $c$ = configuración específica de switches.
- $P_{loss}(c)$ = pérdidas para la configuración  $c$  ( $W$ ).
- $P_{loss,min}$ = pérdidas mínimas observadas entre todas las configuraciones ( $W$ ).
- $P_{loss,max}$ = pérdidas máximas observadas entre todas las configuraciones ( $W$ ).

### 2.13 Hamiltoniano de Ising

La formulación QUBO se relaciona con el modelo de Ising mediante la transformación de variables expresada en la Ec. 51. El Hamiltoniano de Ising (Ec. 52) expresa la energía del sistema en términos de espines que pueden tomar valores  $+1$  o  $-1$ , conectando el problema de optimización con la física cuántica de sistemas de espines. Los coeficientes del campo local (Ec. 53) y los acoplamientos entre espines (Ec. 54) se derivan de la matriz QUBO. Esta representación es natural para circuitos cuánticos donde los qubits representan espines.

$$x_i = \frac{1 - z_i}{2} \quad z_i \in \{-1, +1\} \quad (51)$$

$$H_{Ising}(z) = \sum_i h_i z_i + \sum_{i<j} J_{ij} z_i z_j \quad (52)$$

$$h_i = \frac{Q_{ii}}{2} - \frac{1}{4} \sum_{j \neq i} Q_{ij} \quad (53)$$

$$J_{ij} = \frac{Q_{ij}}{4} \quad (54)$$

Aquí,

- $x_i$ = variable binaria (0 o 1).
- $z_i$ = variable de espín (-1 o +1).

- $H_{Ising}(z)$ = Hamiltoniano de Ising (función de energía).
- $h_i$ = campo magnético local en el espín  $i$ .
- $J_{ij}$ = acoplamiento entre espines  $i$  y  $j$ .
- $Q_{ii}$ = elemento diagonal  $i$  de la matriz QUBO.
- $Q_{ij}$ = elemento  $(i, j)$  de la matriz QUBO.

## 2.14 Hamiltoniano de Costo QAOA

El algoritmo QAOA codifica el problema de optimización en un Hamiltoniano cuántico que actúa sobre un registro de qubits. Este Hamiltoniano de costo se construye a partir de la matriz QUBO utilizando operadores de Pauli según las Ec. 55 y 56, donde cada término cuadrático de la matriz se traduce en un producto de operadores  $Z$  (Ec. 57) actuando sobre los qubits correspondientes. El autovalor mínimo de este Hamiltoniano corresponde a la configuración óptima buscada.

$$H_C = \sum_{i=1}^n Q_{ii} \frac{(I - Z_i)}{2} + \sum_{i < j} Q_{ij} \frac{(I - Z_i)(I - Z_j)}{4} \quad (55)$$

$$H_C = \sum_i h_i Z_i + \sum_{i < j} J_{ij} Z_i Z_j + C \quad (56)$$

$$Z_i = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (57)$$

(operador Pauli-Z en qubit  $i$ )

En este sentido,

- $H_C$ = Hamiltoniano de costo cuántico (operador hermitiano).
- $Q_{ii}$ = elemento diagonal  $i$  de la matriz QUBO.
- $Q_{ij}$ = elemento  $(i,j)$  de la matriz QUBO.
- $I$ = operador identidad  $2 \times 2$ .
- $Z_i$ = operador Pauli-Z actuando en el qubit  $i$ .
- $n$ = número de qubits (variables binarias).

- $h_i$ = coeficiente del campo local en el qubit  $i$ .
- $J_{ij}$ = coeficiente de interacción entre qubits  $i$  y  $j$ .
- $C$ = constante aditiva (no afecta la optimización).

## 2.15 Operador de Fase (Phase Separator)

El operador unitario de fase aplica la función de costo al estado cuántico mediante evolución temporal bajo el Hamiltoniano de costo (Ec. 58). Este operador modifica las fases relativas de los estados computacionales en superposición (Ec. 59), de manera que los estados con menor energía (menor costo) acumulan fases más favorables. El parámetro  $\gamma$  controla la intensidad de esta codificación de fase.

$$U_C(\gamma) = e^{-i\gamma H_C} = \prod_i e^{-i\gamma h_i Z_i} \prod_{i < j} e^{-i\gamma J_{ij} Z_i Z_j} \quad (58)$$

$$U_C(\gamma) | \psi \rangle = \sum_x e^{-i\gamma H_C(x)} | x \rangle \langle x | \psi \rangle \quad (59)$$

Aquí,

- $U_C(\gamma)$ = operador unitario de costo (Phase Separator).
- $\gamma$ = parámetro de ángulo de fase (rad).
- $H_C$ = Hamiltoniano de costo.
- $i$ = unidad imaginaria ( $i^2 = -1$ ).
- $e^{-i\gamma H_C}$ = exponencial de operador (evolución temporal cuántica).
- $h_i$ = coeficiente de campo local en qubit  $i$ .
- $Z_i$ = operador Pauli-Z en qubit  $i$ .
- $J_{ij}$ = coeficiente de acoplamiento entre qubits  $i$  y  $j$ .
- $| \psi \rangle$ = estado cuántico antes de aplicar el operador.
- $x$ = configuración binaria específica.
- $H_C(x)$ = valor clásico del Hamiltoniano para la configuración  $x$ .
- $| x \rangle$ = estado computacional base correspondiente a la configuración  $x$ .

- $\langle x | =$  vector bra (conjugado transpuesto de  $| x \rangle$ ).

## 2.16 Operador de Mezcla (Mixer)

El operador de mezcla induce transiciones entre estados computacionales mediante rotaciones en el espacio de Hilbert. El Hamiltoniano de mezcla (Ec. 60) se construye con operadores Pauli-X (Ec. 62), creando superposición cuántica que permite la exploración del espacio de soluciones. El operador unitario de mezcla se expresa en la Ec. 61, mientras que su descomposición en términos de rotaciones se muestra en la Ec. 63. El parámetro  $\beta$  controla la amplitud de estas transiciones, balanceando exploración y explotación en el proceso de optimización.

$$H_M = \sum_{i=1}^n X_i \quad (60)$$

$$U_M(\beta) = e^{-i\beta H_M} = \prod_{i=1}^n e^{-i\beta X_i} \quad (61)$$

$$X_i = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (62)$$

(operador Pauli-X en qubit i)

$$e^{-i\beta X_i} = \cos(\beta)I - i\sin(\beta)X_i \quad (63)$$

Aquí,

- $H_M$ = Hamiltoniano de mezcla (Mixer Hamiltonian).
- $X_i$ = operador Pauli-X en el qubit i (operador de inversión de bit).
- $n$ = número de qubits.
- $U_M(\beta)$ = operador unitario de mezcla (Mixer).
- $\beta$ = parámetro de ángulo de mezcla (rad).
- $e^{-i\beta H_M}$ = exponencial de operador de mezcla.
- $I$ = operador identidad  $2 \times 2$ .
- $\cos(\beta)$ = función coseno del ángulo  $\beta$ .
- $\sin(\beta)$ = función seno del ángulo  $\beta$ .

## 2.17 Circuito QAOA de p Capas

El circuito QAOA completo (Ec. 64) consiste en la aplicación alternada de operadores de costo y mezcla, parametrizados por vectores  $\gamma$  y  $\beta$  respectivamente. El número de capas  $p$  determina la profundidad del circuito y la capacidad de aproximación al óptimo global. El estado inicial es una superposición uniforme de todos los estados computacionales (Ec. 67), lograda aplicando compuertas Hadamard (Ec. 66) a todos los qubits en el estado  $|0\rangle$ , como se muestra en la Ec. 65.

$$|\psi(\gamma, \beta)\rangle = U_M(\beta_p)U_C(\gamma_p) \dots U_M(\beta_1)U_C(\gamma_1) |+\rangle^{\otimes n} \quad (64)$$

$$|+\rangle = \frac{1}{\sqrt{2}}(|0\rangle + |1\rangle) = H |0\rangle \quad (65)$$

$$H = \frac{1}{\sqrt{2}} \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (66)$$

(compuerta Hadamard)

$$|\psi_0\rangle = |+\rangle^{\otimes n} = \frac{1}{\sqrt{2^n}} \sum_{x \in \{0,1\}^n} |x\rangle \quad (67)$$

En este sentido,

- $|\psi(\gamma, \beta)\rangle$ = estado cuántico final del circuito QAOA.
- $U_M(\beta_p)$ = operador de mezcla en la capa  $p$ .
- $U_C(\gamma_p)$ = operador de costo en la capa  $p$ .
- $p$ = número de capas QAOA (profundidad del circuito).
- $\gamma = [\gamma_1, \dots, \gamma_p]$ = vector de parámetros de costo.
- $\beta = [\beta_1, \dots, \beta_p]$ = vector de parámetros de mezcla.
- $|+\rangle$ = estado de superposición uniforme de un qubit.
- $\otimes$ = producto tensorial.
- $n$ = número de qubits.
- $|0\rangle$ = estado computacional cero.
- $|1\rangle$ = estado computacional uno.

- $H$ = compuerta Hadamard (matriz  $2 \times 2$ ).
- $|\psi_0\rangle$ = estado inicial del circuito (superposición uniforme).
- $\sum_{x \in \{0,1\}^n} =$  suma sobre todas las configuraciones binarias de  $n$  bits.
- $|x\rangle$ = estado computacional correspondiente a la bitstring  $x$ .

## 2.18 Función de Expectación

El valor esperado del Hamiltoniano de costo en el estado cuántico generado por QAOA (Ec. 68) proporciona una cota superior del valor óptimo. La optimización de los parámetros variacionales busca minimizar esta expectación, lo que equivale a maximizar la probabilidad de medir estados con bajo costo. Este valor esperado se calcula como la suma ponderada de energías sobre todas las configuraciones posibles (Ec. 69), donde el estado cuántico se descompone según la Ec. 70.

$$\langle H_C \rangle_{\gamma, \beta} = \langle \psi(\gamma, \beta) | H_C | \psi(\gamma, \beta) \rangle \quad (68)$$

$$\langle H_C \rangle_{\gamma, \beta} = \sum_{x \in \{0,1\}^n} |\alpha_x(\gamma, \beta)|^2 \cdot H_C(x) \quad (69)$$

$$|\psi(\gamma, \beta)\rangle = \sum_{x \in \{0,1\}^n} \alpha_x(\gamma, \beta) |x\rangle \quad (70)$$

Aquí,

- $\langle H_C \rangle_{\gamma, \beta}$ = valor esperado del Hamiltoniano de costo
- $\langle \psi | H_C | \psi \rangle$ = notación de expectación cuántica (producto interno).
- $|\psi(\gamma, \beta)\rangle$ = estado cuántico parametrizado por  $\gamma$  y  $\beta$ .
- $H_C$ = Hamiltoniano de costo (operador).
- $\alpha_x(\gamma, \beta)$ = amplitud de probabilidad compleja del estado  $|x\rangle$ .
- $|\alpha_x(\gamma, \beta)|^2$ = probabilidad de medir la configuración  $x$ .
- $x$ = configuración binaria específica.
- $\{0,1\}^n$ = conjunto de todas las configuraciones binarias de  $n$  bits.
- $H_C(x)$ = valor clásico del Hamiltoniano para la configuración  $x$  (energía).

- $|x\rangle$ = estado computacional base.

## 2.19 Optimización Clásica de Parámetros

Los parámetros variacionales del circuito QAOA se optimizan mediante algoritmos clásicos de optimización no lineal (Ec. 71). El proceso iterativo evalúa el valor esperado del costo para diferentes configuraciones de parámetros, utilizando el circuito cuántico como subrutina de evaluación. Los vectores de parámetros se definen en las Ec. 72 y 73. El algoritmo COBYLA es particularmente adecuado por su robustez ante funciones ruidosas y su capacidad de operar sin requerir gradientes.

$$(\gamma^*, \beta^*) = \arg \min_{\gamma, \beta} \langle H_C \rangle_{\gamma, \beta} \quad (71)$$

$$\gamma = [\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_p]^T \in \mathbb{R}^p \quad (72)$$

$$\beta = [\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_p]^T \in \mathbb{R}^p \quad (73)$$

Donde:

- $(\gamma^*, \beta^*)$ = parámetros óptimos encontrados.
- $\arg \min$  = operador que devuelve los argumentos que minimizan la función.
- $\langle H_C \rangle_{\gamma, \beta}$ = función objetivo (valor esperado del costo).
- $\gamma$ = vector de parámetros de costo.
- $\beta$ = vector de parámetros de mezcla.
- $\gamma_i$ = parámetro de costo en la capa  $i$  (rad).
- $\beta_i$ = parámetro de mezcla en la capa  $i$  (rad).
- $p$ = número de capas QAOA.
- $\mathbb{R}^p$ = espacio de números reales de dimensión  $p$ .
- $T$ = operador transpuesto.

## 2.20 Probabilidad de Medición

La medición del estado cuántico final en la base computacional produce bitstrings con probabilidades determinadas por las amplitudes de probabilidad (Ec. 74). La normalización de probabilidades se

garantiza por la Ec. 75. La configuración óptima (Ec. 76) es aquella con mayor probabilidad de ser medida después de la optimización de parámetros. En la práctica, se realizan múltiples mediciones para estimar la distribución de probabilidad y se selecciona la configuración más frecuente o de menor energía medida.

$$P(x | \gamma^*, \beta^*) = |\langle x | \psi(\gamma^*, \beta^*) \rangle|^2 = |\alpha_x(\gamma^*, \beta^*)|^2 \quad (74)$$

$$\sum_{x \in \{0,1\}^n} P(x | \gamma^*, \beta^*) = 1 \quad (75)$$

$$x^* = \arg \max_x P(x | \gamma^*, \beta^*) \quad (76)$$

Aquí,

- $P(x | \gamma^*, \beta^*)$ = probabilidad de medir la configuración  $x$  con parámetros óptimos.
- $|z|^2$ = módulo cuadrado del número complejo  $z$  (magnitud al cuadrado).
- $\langle x |$ = vector del estado  $|x\rangle$ .
- $|\psi(\gamma^*, \beta^*)\rangle$ = estado cuántico con parámetros óptimos.
- $\alpha_x(\gamma^*, \beta^*)$ = amplitud de probabilidad compleja de  $|x\rangle$ .
- $x$ = configuración binaria (bitstring).
- $\{0,1\}^n$ = conjunto de todas las configuraciones posibles de  $n$  bits.
- $n$ = número de qubits.
- $x^*$ = configuración óptima (más probable).
- $\arg \max$ = operador que devuelve el argumento que maximiza la función.

### 2.21 Razón de aproximación

La calidad de la solución obtenida por QAOA se cuantifica mediante la razón de aproximación (Ec. 77 y 78), que compara el valor de costo alcanzado con el óptimo global. Una razón cercana a 1 indica que QAOA encontró una solución muy cercana o igual al óptimo. Esta razón mejora típicamente con el número de capas  $p$ , aunque con rendimientos decrecientes. El

valor mínimo del Hamiltoniano se define en la Ec. 79.

$$r = \frac{f(x_{QAOA})}{f(x_{\text{óptimo}})} \quad (77)$$

$$r = \frac{\langle H_C \rangle_{\gamma^*, \beta^*}}{H_{C, \min}} \quad (78)$$

$$H_{C, \min} = \min_{x \in \{0,1\}^n} H_C(x) \quad (79)$$

En este sentido,

- $r$ = razón de aproximación.
- $f(x_{QAOA})$ = costo de la solución encontrada por QAOA.
- $f(x_{\text{óptimo}})$ = costo de la solución óptima global.
- $x_{QAOA}$ = configuración obtenida por QAOA.
- $x_{\text{óptimo}}$ = configuración óptima global.
- $\langle H_C \rangle_{\gamma^*, \beta^*}$ = valor esperado del Hamiltoniano con parámetros óptimos.
- $H_{C, \min}$ = valor mínimo del Hamiltoniano de costo.
- $\min$ = operador que devuelve el valor mínimo.
- $x$ = configuración binaria.
- $\{0,1\}^n$ = espacio de todas las configuraciones de  $n$  bits.
- $H_C(x)$ = valor del Hamiltoniano para la configuración  $x$ .

## 3 Formulación del problema

Introducir generación renovable en las redes de distribución altera de raíz cómo fluye la potencia. Lo que ocurre es que esquemas de red que antes eran perfectamente válidos se vuelven ineficientes de pronto, con unas pérdidas técnicas que se disparan. Aquí, la reconfiguración opera como la herramienta clave. Dado que consiste en redistribuir dichos flujos abriendo y cerrando interruptores de enlace (los tie-switches) de manera estratégica. El objetivo es claro,

aprovechar la generación local para reducir al mínimo las corrientes que circulan sin propósito y, por esta vía, recortar las pérdidas por efecto Joule.

De manera que, el problema de optimización de reconfiguración óptima se puede plantear como un sistema con  $n$  nodos y  $n_s$  interruptores de enlace. Se define un vector de decisión binario  $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_{n_s}] \in \{0,1\}^{n_s}$ , donde un valor  $x_i = 1$  indica el cierre del tie-switch  $i$ . El problema se formula entonces como una minimización.

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x} \in \{0,1\}^{n_s}} P_{\text{pérdidas, total}}(\mathbf{x}) \\ = \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}_{\text{activas}}(\mathbf{x})} R_{ij} I_{ij}^2(\mathbf{x}) \end{aligned} \quad (80)$$

$$\begin{aligned} P_i(\mathbf{x}) = V_i \sum_{j=1}^n V_j |Y_{ij}| \\ | \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), \forall i \in \mathcal{N} \end{aligned} \quad (81)$$

$$\begin{aligned} Q_i(\mathbf{x}) = V_i \sum_{j=1}^n V_j |Y_{ij}| \\ | \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), \forall i \in \mathcal{N} \end{aligned} \quad (82)$$

$$V_{\min} \leq V_i(\mathbf{x}) \leq V_{\max}, \forall i \in \mathcal{N} \quad (83)$$

$$\frac{|S_{ij}(\mathbf{x})|}{S_{ij, \max}} \leq 1, \forall (i,j) \in \mathcal{L}_{\text{activas}}(\mathbf{x}) \quad (84)$$

$$|\mathcal{L}_{\text{activas}}(\mathbf{x})| = n - 1 \quad (85)$$

La ecuación (80) mide las pérdidas totales de potencia activa: básicamente suma, sobre cada línea activa, las pérdidas óhmicas representadas por  $R_{ij} I_{ij}^2(\mathbf{x})$  en la línea que conecta los nodos  $i$  y  $j$ . O sea, el valor de la función objetivo depende del vector  $\mathbf{x}$  porque la topología que se elija determina las corrientes  $I_{ij}(\mathbf{x})$ .

Las restricciones (81) y (82) fijan el balance de potencia activa y reactiva en cada nodo. Se satisfacen mediante las ecuaciones de

flujo de potencia AC del marco teórico (Ec. 1–12). Como son no lineales, obligan a que la configuración propuesta sea físicamente viable y respete las leyes de Kirchhoff.

Luego están las restricciones de operación segura y calidad del servicio. La expresión (83) acota los voltajes nodales para que  $V_i(\mathbf{x})$  se mantenga dentro de límites aceptables en todos los nodos.

Por su parte, la ecuación (84) restringe la cargabilidad de cada línea activa para evitar sobrecargas que pongan en riesgo la integridad de los conductores.

Por último, la restricción (85) fuerza la topología radial típica de redes de distribución: exige que el número de líneas activas sea exactamente  $n - 1$ , lo que equivale a una estructura tipo árbol, sin ciclos cerrados.

El reto principal radica en que la función objetivo (80) es implícita: no hay una forma cerrada de relacionar  $\mathbf{x}$  con las pérdidas, porque las corrientes  $I_{ij}(\mathbf{x})$  se obtienen de resolver el sistema no lineal (80-85). Sumado al espacio de búsqueda exponencial de  $2^{n_s}$  configuraciones, esto convierte el problema en NP-completo.

Por lo antes expuesto, se plantea usar el Quantum Approximate Optimization Algorithm (QAOA). El enfoque cuántico permite explorar eficientemente el vasto espacio de configuraciones mediante superposición y entrelazamiento, evaluando múltiples configuraciones de forma simultánea, lo que aumenta la probabilidad de encontrar soluciones de alta calidad.

### 3.1 Metodología de Solución Propuesta

Para resolver el problema de optimización (80-85), se diseña una metodología híbrida: el análisis clásico de flujo de potencia entrega precisión física calculando pérdidas

reales, mientras que la optimización cuántica usa superposición para explorar eficientemente el espacio combinatorio. El proceso tiene cinco fases consecutivas, donde cada una transforma los resultados de la anterior en una representación más adecuada para el cómputo cuántico. El Algoritmo 1 muestra la estructura completa.

---

**Algorithm 1** Reconfiguración Híbrida Cuántico-Clásica de Redes de Distribución

**Require:** Datos del sistema IEEE 33 barras:  $\mathcal{N}$  (nodos),  $\mathcal{L}$  (líneas),  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  (matriz de admitancia),  $\mathbf{P}_{\text{load}}$ ,  $\mathbf{Q}_{\text{load}}$ ,  $\mathbf{P}_{\text{DG}}$  (generación distribuida)

**Require:** Conjunto de interruptores de enlace  $\mathcal{T} = \{33, 34, 35, 36, 37\}$ ,  $|\mathcal{T}| = n_s = 5$

**Require:** Función de mapeo de topología radial  $\phi: \mathcal{T} \rightarrow \mathcal{L}$

**Require:** Restricciones operacionales:  $V_{\text{min}} = 0.85$  p.u.,  $V_{\text{max}} = 1.05$  p.u.,  $\text{Carg}^{\text{a}}_{\text{max}} = 100\%$

**Ensure:** Configuración óptima  $\mathbf{x}^* \in \{0, 1\}^{n_s}$  con pérdidas mínimas  $P_{\text{loss}}^*$

1: **Fase 1: Evaluación Exhaustiva y Construcción QUBO**

2:  $\mathbf{P}_{\text{loss}} \leftarrow$  vector vacío de tamaño  $2^{n_s}$

3: **for**  $c = 0$  **hasta**  $2^{n_s} - 1$  **do** ▷ Evaluar todas las 32 configuraciones

4:    $\mathbf{x} \leftarrow$  Binario( $c, n_s$ ) ▷ ej.,  $5_{10} \rightarrow [0, 0, 1, 0, 1]_2$

5:    $\mathbf{P}_{\text{loss}}[c] \leftarrow$  EVALUAROPF( $\mathbf{x}, \mathbf{Y}_{\text{bus}}, \mathbf{P}_{\text{load}}, \mathbf{Q}_{\text{load}}, \mathbf{P}_{\text{DG}}, \phi$ ) ▷ Algoritmo 2

6: **end for**

7:  $\mathbf{Q} \leftarrow$  CONSTRUIRQUBO( $\mathbf{P}_{\text{loss}}, n_s$ ) ▷ Algoritmo 3

8:

9: **Fase 2: Transformación Cuántica**

10:  $(\mathbf{h}, \mathbf{J}) \leftarrow$  QUBOISING( $\mathbf{Q}$ ) ▷ Ec. (51-54)

11:  $H_C \leftarrow \sum_{i=1}^{n_s} h_i Z_i + \sum_{i < j} J_{ij} Z_i Z_j$  ▷ Hamiltoniano de Costo, Ec. (55-56)

12:  $H_M \leftarrow \sum_{i=1}^{n_s} X_i$  ▷ Hamiltoniano Mezclador, Ec. (60)

13:

14: **Fase 3: Optimización QAOA**

15:  $(\gamma^*, \beta^*) \leftarrow$  OPTIMIZARQAOA( $H_C, H_M, p = 1$ ) ▷ Algoritmo 4

16:  $|\psi(\gamma^*, \beta^*)\rangle \leftarrow U_M(\beta^*)U_C(\gamma^*)|+\rangle^{\otimes n_s}$  ▷ Ec. (64)

17:

18: **Fase 4: Medición y Extracción de Solución**

19: Ejecutar circuito cuántico con  $n_{\text{shots}} = 10000$  mediciones

20:  $\mathbf{P}(\mathbf{x}|\gamma^*, \beta^*) \leftarrow$  distribución de probabilidad de la medición ▷ Ec. (74-75)

21:  $\mathbf{x}^* \leftarrow \arg \max_{\mathbf{x}} \mathbf{P}(\mathbf{x}|\gamma^*, \beta^*)$  ▷ Configuración más probable, Ec. (76)

22:

23: **Fase 5: Verificación**

24:  $\mathbf{P}_{\text{loss}}^* \leftarrow$  EVALUAROPF( $\mathbf{x}^*, \mathbf{Y}_{\text{bus}}, \mathbf{P}_{\text{load}}, \mathbf{Q}_{\text{load}}, \mathbf{P}_{\text{DG}}, \phi$ )

25: Verificar que todas las restricciones operacionales se satisfacen

26: **return** ( $\mathbf{x}^*, \mathbf{P}_{\text{loss}}^*$ )

---

La Fase 1 evalúa las  $2^{n_s}$  configuraciones mediante el flujo de potencia AC, generando el vector  $\mathbf{P}_{\text{pérdidas}} \in \mathbb{R}^{2^{n_s}}$ . Este paso es fundamental porque captura el espacio completo de optimización con datos reales del sistema, información imposible de obtener analíticamente por la no linealidad de las ecuaciones de flujo.

La Fase 2 condensa estos  $2^{n_s}$  puntos dispersos en una matriz compacta  $\mathbf{Q} \in \mathbb{R}^{n_s \times n_s}$  mediante la formulación QUBO. Aquí está la clave: si el espacio varía suavemente, puede aproximarse bien con una forma cuadrática de solo  $\frac{n_s(n_s+1)}{2}$  parámetros, simplificando dramáticamente la optimización cuántica posterior.

La Fase 3 transforma la matriz QUBO al modelo de Ising cambiando variables de binarias a espines. Esto es necesario porque los sistemas cuánticos operan naturalmente con estados que al medirse colapsan a  $z \in \{-1, +1\}$ .

La Fase 4 implementa el QAOA, que usa superposición cuántica para explorar simultáneamente todas las configuraciones, ajustando de forma iterativa solo dos parámetros ( $\gamma, \beta$ ) que amplifican la probabilidad de las configuraciones óptimas.

La Fase 5 mide el estado cuántico para extraer la configuración con mayor probabilidad como solución óptima  $\mathbf{x}^*$ , verificándola después con el flujo de potencia clásico.

## 3.2 Fase 1: Evaluación Mediante Flujo de Potencia Óptimo

En esta fase se calcula las pérdidas reales para cada configuración resolviendo el flujo de potencia AC. Para cada configuración  $\mathbf{x}$ , se garantiza radialidad mediante el mapeo  $\phi: \mathcal{T} \rightarrow \mathcal{L}$  que especifica qué línea seccional debe abrirse al cerrar cada tie-switch. El conjunto de líneas activas viene dado por la siguiente expresión.

$$\mathcal{L}_{\text{activas}}(\mathbf{x}) = \mathcal{L}_{\text{base}} \cup \{i \in \mathcal{T}: x_i = 1\} \setminus \{\phi(i): x_i = 1, i \in \mathcal{T}\} \quad (86)$$

La ecuación (86) asegura que siempre se mantienen exactamente  $n - 1$  líneas activas. Con la topología definida, se actualiza la matriz  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  y se resuelven las ecuaciones de balance (81-82) mediante el método de Newton-Raphson (Ec. 7-12 del marco teórico) hasta la convergencia. Los voltajes obtenidos permiten calcular las corrientes de línea (Ec. 13), pérdidas individuales (Ec. 14) y pérdidas totales (Ec. 16). El Algoritmo 2 formaliza este procedimiento.

---

**Algorithm 2** Evaluación de Flujo Óptimo de Potencia

---

**Require:** Configuración  $\mathbf{x} \in \{0,1\}^{n_s}$ , datos del sistema ( $\mathbf{Y}_{\text{bus}}, \mathbf{P}_{\text{load}}, \mathbf{Q}_{\text{load}}, \mathbf{P}_{\text{DG}}$ ), mapeo  $\phi$

**Ensure:** Pérdidas totales de potencia activa  $P_{\text{loss,total}}$

1: **Paso 1: Configuración de Topología de Red**

2: Inicializar topología: líneas 1 a 32 cerradas, interruptores de enlace 33 a 37 abiertos

3: for  $i = 1$  hasta  $n_s$  do

4:   if  $x_i = 1$  then

5:     Cerrar interruptor de enlace (32 +  $i$ )

6:     Abrir línea seccional  $\phi(32 + i)$    ▷ Topología radial preservada

7:   end if

8: end for

9: Actualizar matriz de admitancia  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  para la topología actual

10:

11: **Paso 2: Solución de Flujo de Potencia AC (Newton-Raphson)**

12: Inicializar:  $\mathbf{V} \leftarrow \mathbf{1}_{n \times 1}$  (arranque plano),  $\delta \leftarrow \mathbf{0}_{n \times 1}$

13: Establecer barra slack:  $V_1 = 1.0$  p.u.,  $\delta_1 = 0$  rad

14: **repeat**

15:   Calcular desbalances de potencia:

16:    $\Delta P_i = (P_{\text{load},i} - P_{\text{DG},i}) - V_i \sum_{j=1}^n V_j |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$  ▷ Ec. (1-2)

17:    $\Delta Q_i = (Q_{\text{load},i} - Q_{\text{DG},i}) - V_i \sum_{j=1}^n V_j |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$    ▷ Ec. (3-4)

18:   Construir matriz Jacobiana  $\mathbf{J}$    ▷ Ec. (7-12)

19:   Resolver sistema lineal:  $\mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{x} = -[\Delta \mathbf{P}; \Delta \mathbf{Q}]$

20:   Actualizar:  $\delta \leftarrow \delta + \Delta \delta$ ,  $\mathbf{V} \leftarrow \mathbf{V} + \Delta \mathbf{V}$

21: until  $\max(|\Delta \mathbf{P}|, |\Delta \mathbf{Q}|) < \epsilon = 10^{-6}$

22:

23: **Paso 3: Cálculo de Pérdidas de Potencia**

24:  $P_{\text{loss,total}} \leftarrow 0$

25: for cada línea activa  $(i, j) \in \mathcal{L}_{\text{active}}$  do

26:    $I_{ij} \leftarrow \sqrt{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)/V_i^2}$    ▷ Corriente de línea, Ec. (13)

27:    $P_{\text{loss},ij} \leftarrow R_{ij} \cdot I_{ij}^2$    ▷ Pérdidas óhmicas, Ec. (14)

28:    $P_{\text{loss,total}} \leftarrow P_{\text{loss,total}} + P_{\text{loss},ij}$

29: end for

30:   ▷ Pérdidas totales, Ec. (16)

31:

32: **Paso 4: Verificación de Restricciones**

33: Verificar:  $V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max}$  para todo  $i \in \mathcal{N}$    ▷ Ec. (23-24)

34: Verificar:  $|S_{ij}|/S_{ij,\max} \leq 1.0$  para todo  $(i, j) \in \mathcal{L}_{\text{active}}$    ▷ Ec. (25)

35: **return**  $P_{\text{loss,total}}$

---

Ejecutando este algoritmo para cada una de las  $2^{n_s}$  configuraciones se construye el vector completo descrito por la siguiente ecuación.

$$\mathbf{P}_{\text{pérdidas}} = [P_0, P_1, P_2, \dots, P_{2^{n_s}-1}] \quad (87)$$

Aquí, cada elemento en (87) es un valor numérico real de pérdidas en kW. Por ejemplo, en un sistema con 5 tie-switches, el vector contiene 32 valores: el elemento  $P_0$  contiene las pérdidas (por ejemplo, 120.65 kW) que resultan de la configuración  $[0,0,0,0,0]$  (todos los tie-switches abiertos). El elemento  $P_5$  contiene las pérdidas (por ejemplo, 95.77 kW) correspondientes a la configuración binaria del número 5, que es  $[1,0,1,0,0]$  (tie-switches 1 y 3 cerrados), y así sucesivamente. Este vector numérico es la entrada para la siguiente fase.

### 3.3 Fase 2: Construcción de la Matriz QUBO

El vector  $\mathbf{P}_{\text{pérdidas}}$  obtenido en la Fase 1 mediante (87) contiene las pérdidas reales en kW de cada configuración. Esta información está dispersa en  $2^{n_s}$  puntos del espacio discreto de configuraciones. Ahora se busca condensar estos  $2^{n_s}$  valores numéricos en una matriz compacta  $\mathbf{Q} \in \mathbb{R}^{n_s \times n_s}$  que capture la esencia del espacio de pérdidas mediante una aproximación cuadrática expresada a continuación.

$$H(\mathbf{x}) = \mathbf{x}^T \mathbf{Q} \mathbf{x} = \sum_{i=1}^{n_s} Q_{ii} x_i + \sum_{i=1}^{n_s} \sum_{j>i}^{n_s} Q_{ij} x_i x_j \quad (88)$$

La construcción de cada elemento de  $\mathbf{Q}$  en (88) se hace extrayendo información estadística específica del vector  $\mathbf{P}_{\text{pérdidas}}$ . Primero se normalizan los valores de pérdidas mediante:

$$P_{\text{norm}[c]} = \frac{P_{\text{pérdidas}[c]} - \min(P_{\text{pérdidas}})}{\max(P_{\text{pérdidas}}) - \min(P_{\text{pérdidas}})} \quad (89)$$

A continuación, se revisa cómo funciona esta normalización con un ejemplo concreto. Al evaluar las 32 configuraciones se encuentra que la configuración con menores pérdidas tiene  $\min(\mathbf{P}_{\text{pérdidas}}) = 95.77\text{kW}$  (la mejor configuración), y la configuración con mayores pérdidas tiene  $\max(\mathbf{P}_{\text{pérdidas}}) = 137.54\text{kW}$  (la peor). El rango de variación es entonces  $137.54 - 95.77 = 41.77\text{kW}$ .

Al aplicar la ecuación (89) a casos específicos, si la configuración número 5 resulta tener pérdidas  $P_{\text{pérdidas}}[5] = 95.77\text{kW}$  (casualmente la mejor), entonces al normalizarla se expresa de la siguiente manera.

$$P_{\text{norm}}[5] = \frac{95.77 - 95.77}{137.54 - 95.77} = \frac{0}{41.77} = 0 \quad (90)$$

El resultado es 0 porque cuando las pérdidas de una configuración son exactamente iguales al mínimo, el numerador se vuelve cero. Esto asigna el valor normalizado 0 a la mejor configuración.

Por otro lado, si la configuración 15 tiene pérdidas intermedias  $P_{\text{pérdidas}}[15] = 103.21\text{kW}$ , entonces:

$$P_{\text{norm}}[15] = \frac{103.21 - 95.77}{137.54 - 95.77} = \frac{7.44}{41.77} = 0.178 \quad (91)$$

Esto indica que la configuración 15 tiene pérdidas que están al 17.8% del camino entre la mejor y la peor configuración. De manera similar, al normalizar la peor configuración con  $P_{\text{pérdidas}} = 137.54\text{kW}$ , se obtiene 1.0.

Así, después de aplicar la ecuación (89) a los 32 valores de pérdidas, se obtiene un nuevo vector  $P_{\text{norm}}$  donde todos los valores están escalados entre 0 (mejor) y 1 (peor), lo cual facilita los cálculos posteriores.

Para calcular el elemento diagonal  $Q_{11}$ , se divide el conjunto de 32 configuraciones en dos grupos según el estado del tie-switch 1. El primer grupo contiene las 16 configuraciones donde  $x_1 = 1$ : configuraciones 1, 3, 5, 7, 9, 11, ..., 31 (números impares en decimal). El segundo grupo contiene las 16 configuraciones donde  $x_1 = 0$ : configuraciones 0, 2, 4, 6, 8, 10, ..., 30 (números pares). Lo descrito se calcula mediante la siguiente expresión.

$$Q_{ii} = E[P_{\text{norm}} | x_i = 1] - E[P_{\text{norm}} | x_i = 0] \quad (92)$$

En este sentido,  $E[P_{\text{norm}} | x_i = 1]$  representa el promedio de los valores normalizados cuando el switch  $i$  está cerrado, y  $E[P_{\text{norm}} | x_i = 0]$  cuando se encuentra abierto. Si la ecuación (92) produce  $Q_{11} = -0.318$ , esto significa que, en promedio, cerrar el tie-switch 1 reduce

las pérdidas normalizadas en 0.318 unidades respecto a mantenerlo abierto. Este valor numérico proviene directamente de promediar los 32 valores reales de pérdidas obtenidos del OPF.

De manera similar, para calcular el elemento fuera de la diagonal  $Q_{12}$ , se identifican las configuraciones donde ambos tie-switches 1 y 2 están cerrados simultáneamente ( $x_1 = 1$  y  $x_2 = 1$ ): configuraciones 3, 7, 11, 15, 19, 23, 27, 31. Lo mencionado se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$Q_{ij} = \alpha \cdot E[P_{\text{norm}} | x_i = 1, x_j = 1] \quad (93)$$

Aquí,  $\alpha = 0.1$  es el factor de peso. Si  $E[P_{\text{norm}} | x_1 = 1, x_2 = 1] = 0.42$ , entonces la ecuación (91) produce  $Q_{12} = 0.042$ . Este proceso se repite para cada elemento de la matriz, siempre utilizando subconjuntos específicos del vector de 32 elementos de pérdidas normalizadas obtenido en la Fase 1. El Algoritmo 3 formaliza este procedimiento de extracción estadística.

---

#### Algorithm 3 Construcción de Matriz QUBO

---

**Require:** Vector de pérdidas  $P_{\text{loss}} \in \mathbb{R}^{2^{n_s}}$ , número de interruptores  $n_s$

**Ensure:** Matriz QUBO  $Q \in \mathbb{R}^{n_s \times n_s}$

```

1: Paso 1: Normalización
2:  $P_{\min} \leftarrow \min(P_{\text{loss}})$ ,  $P_{\max} \leftarrow \max(P_{\text{loss}})$ 
3:  $P_{\text{norm}} \leftarrow (P_{\text{loss}} - P_{\min}) / (P_{\max} - P_{\min})$  ▷ Ec. (50), rango [0, 1]
4:
5: Paso 2: Elementos Diagonales (Efectos Individuales)
6: Inicializar  $Q \leftarrow \mathbf{0}_{n_s \times n_s}$ 
7: for  $i = 1$  hasta  $n_s$  do
8:    $C_1 \leftarrow \{c : \text{bit } i \text{ de } c \text{ es } 1\}$  ▷ Configs con interruptor  $i$  cerrado
9:    $C_0 \leftarrow \{c : \text{bit } i \text{ de } c \text{ es } 0\}$  ▷ Configs con interruptor  $i$  abierto
10:   $E_1 \leftarrow \frac{1}{|C_1|} \sum_{c \in C_1} P_{\text{norm}}[c]$  ▷ Pérdida esperada si  $x_i = 1$ 
11:   $E_0 \leftarrow \frac{1}{|C_0|} \sum_{c \in C_0} P_{\text{norm}}[c]$  ▷ Pérdida esperada si  $x_i = 0$ 
12:   $Q_{ii} \leftarrow E_1 - E_0$  ▷ Ec. (48)
13: end for
14:
15: Paso 3: Elementos Fuera de la Diagonal (Interacciones)
16:  $\alpha \leftarrow 0.1$  ▷ Factor de peso de interacción
17: for  $i = 1$  hasta  $n_s$  do
18:   for  $j = i + 1$  hasta  $n_s$  do
19:      $C_{11} \leftarrow \{c : \text{bits } i \text{ y } j \text{ de } c \text{ son ambos } 1\}$ 
20:      $E_{11} \leftarrow \frac{1}{|C_{11}|} \sum_{c \in C_{11}} P_{\text{norm}}[c]$ 
21:      $Q_{ij} \leftarrow \alpha \cdot E_{11}$  ▷ Ec. (49)
22:      $Q_{ji} \leftarrow Q_{ij}$  ▷ Matriz simétrica
23:   end for
24: end for
25:
26: Paso 4: Formulación QUBO
27: Definir:  $H(x) = x^T Q x = \sum_{i=1}^{n_s} Q_{ii} x_i + \sum_{i=1}^{n_s} \sum_{j>i}^{n_s} Q_{ij} x_i x_j$  ▷ Ec. (47)
28: return  $Q$ 

```

---

Al completar este proceso para todos los elementos se obtiene la matriz simétrica  $Q \in \mathbb{R}^{n_s \times n_s}$  completamente poblada con valores numéricos concretos derivados

del vector  $P_{\text{pérdidas}}$ . Esta matriz es ahora la representación compacta del problema que se usará en la siguiente fase.

### 3.4 Fase 3: Transformación a Hamiltoniano de Ising

La matriz  $Q$  obtenida en la Fase 2 contiene ahora valores numéricos específicos en sus elementos. Por ejemplo, la matriz resultante sería de la siguiente forma.

Tabla 1. Elementos de la matriz QUBO  $Q$  construida a partir del vector de pérdidas.

	Switch 1	Switch 2	Switch 3	Switch 4	Switch 5
Switch 1	-0.318	0.042	0.038	0.045	0.041
Switch 2	0.042	0.089	0.051	0.048	0.052
Switch 3	0.038	0.051	-0.225	0.044	0.049
Switch 4	0.045	0.048	0.044	0.124	0.053
Switch 5	0.041	0.052	0.049	0.053	0.182

Esta tabla corresponde a la siguiente notación matricial compacta.

$$\begin{aligned}
Q^{11} &= -0.318, Q^{12} = 0.042, \\
&Q_{13} = 0.038, \\
&Q_{14} = 0.045, \\
&Q_{15} = 0.041 \\
Q^{22} &= 0.089, Q^{23} = 0.051, \\
&Q^{24} = 0.048, \\
&Q_{25} = 0.052 \\
Q_{33} &= -0.225, Q_{34} = 0.044, \\
&Q_{35} = 0.049 \\
Q_{44} &= 0.124, Q_{45} = 0.053 \\
Q_{55} &= 0.182
\end{aligned} \tag{94}$$

Estos valores numéricos se transforman ahora a coeficientes de Ising mediante las ecuaciones del marco teórico. Para calcular el campo local  $h_i$ , se aplica la siguiente expresión.

$$h_i = \frac{Q_{ii}}{2} - \frac{1}{4} \sum_{j \neq i} Q_{ij} \tag{95}$$

Por ejemplo, para calcular  $h_1$  usando la ecuación (95) se toma el elemento diagonal  $Q_{11} = -0.318$  y los elementos fuera de diagonal de la fila 1.

$$\begin{aligned}
h_1 &= \frac{-0.318}{2} - \frac{1}{4} (0.042 + 0.038 \\
&\quad + 0.045 + 0.041) \\
&= -0.159 - 0.0415 \\
&= -0.201
\end{aligned} \tag{96}$$

Para calcular los acoplamientos, se aplica la siguiente ecuación.

$$J_{ij} = \frac{Q_{ij}}{4} \tag{97}$$

Por ejemplo, usando la ecuación (97) con el elemento  $Q_{12} = 0.042$  se tiene lo siguiente.

$$J_{12} = \frac{0.042}{4} = 0.0105 \tag{98}$$

Este proceso se repite para cada coeficiente según las ecuaciones (95) y (97), transformando los 15 valores únicos de la matriz simétrica  $Q$  en los vectores numéricos.

$$\begin{aligned}
\mathbf{h} &= [h_1, h_2, h_3, h_4, h_5] \\
&= [-0.201, 0.133, -0.132, 0.189, 0.241]
\end{aligned} \tag{99}$$

$$\begin{aligned}
\mathbf{J} &= \{J_{12} = 0.0105, J_{13} \\
&\quad = 0.0095, \dots, J_{45} \\
&\quad = 0.0133\}
\end{aligned} \tag{100}$$

El Algoritmo 5 formaliza esta transformación aritmética directa.

---

**Algorithm 5** Transformación de QUBO a Ising

---

**Require:** Matriz QUBO  $Q \in \mathbb{R}^{n_s \times n_s}$

**Ensure:** Coeficientes de Ising: campos locales  $h \in \mathbb{R}^{n_s}$ , acoplamientos  $J \in \mathbb{R}^{n_s \times n_s}$ .

- 1: **Transformación de Variable:**  $x_i = (1 - z_i)/2$ , donde  $z_i \in \{-1, +1\}$   $\triangleright$  Ec. (51)
- 2:
- 3: **Calcular Campos Locales:**
- 4: **for**  $i = 1$  hasta  $n_s$  **do**
- 5:    $h_i \leftarrow \frac{Q_{ii}}{2} - \frac{1}{4} \sum_{j \neq i} Q_{ij}$   $\triangleright$  Ec. (53)
- 6: **end for**
- 7:
- 8: **Calcular Acoplamientos:**
- 9: **for**  $i = 1$  hasta  $n_s$  **do**
- 10:   **for**  $j = i + 1$  hasta  $n_s$  **do**
- 11:      $J_{ij} \leftarrow \frac{Q_{ij}}{4}$   $\triangleright$  Ec. (54)
- 12:      $J_{ji} \leftarrow J_{ij}$   $\triangleright$  Simétrico
- 13:   **end for**
- 14: **end for**
- 15:
- 16: **Hamiltoniano de Ising:**  $H_{\text{Ising}} = \sum_{i=1}^{n_s} h_i z_i + \sum_{i < j} J_{ij} z_i z_j$   $\triangleright$  Ec. (52)
- 17: **return** (h, J)

---

Los coeficientes numéricos obtenidos en las ecuaciones son ahora los parámetros que definen el Hamiltoniano del Ising y se utilizan directamente para construir el Hamiltoniano cuántico en la siguiente fase.

### 3.5 Fase 4: Optimización Cuántica mediante QAOA

Los coeficientes numéricos se utilizan ahora para construir el Hamiltoniano de costo cuántico. Cada coeficiente  $h_i$  de la ecuación (99) multiplica al operador  $Z_i$  correspondiente, y cada acoplamiento  $J_{ij}$  de la ecuación (100) multiplica al producto  $Z_i Z_j$ , formando la siguiente expresión.

$$H_C = \sum_{i=1}^{n_s} h_i Z_i + \sum_{i < j} J_{ij} Z_i Z_j \quad (101)$$

Al sustituir los valores de las ecuaciones (99) y (100) en (101) se obtiene.

$$H_C = -0.201Z_1 + 0.133Z_2 - 0.132Z_3 + 0.189Z_4 + 0.241Z_5 + 0.0105Z_1Z_2 + \dots \quad (102)$$

Este Hamiltoniano define ahora completamente el operador de fase del circuito cuántico mediante la siguiente ecuación.

$$U_C(\gamma) = \exp(-i\gamma H_C) \quad (103)$$

Por ejemplo, si durante la optimización se evalúa en  $\gamma = 1.5 \text{ rad}$ , el operador de la ecuación (102) se expande como una serie de rotaciones cuánticas donde cada término contribuye proporcionalmente a su coeficiente numérico en la ecuación (102). Los términos con coeficientes grandes ( $h_1 = -0.201$ ,  $h_5 = 0.241$ ) tienen mayor influencia en las fases cuánticas que los términos con coeficientes pequeños ( $J_{12} = 0.0105$ ). El Hamiltoniano de mezcla se obtiene mediante la siguiente ecuación.

$$H_M = \sum_{i=1}^{n_s} X_i \quad (104)$$

El operador unitario correspondiente se expresa de la siguiente manera.

$$U_M(\beta) = \exp(-i\beta H_M) \quad (105)$$

El algoritmo QAOA inicia en superposición uniforme expresada por la siguiente expresión.

$$|\psi_0\rangle = |+\rangle^{\otimes n_s} = \frac{1}{\sqrt{2^{n_s}}} \sum_{\mathbf{x} \in \{0,1\}^{n_s}} |\mathbf{x}\rangle \quad (106)$$

Para la profundidad  $p = 1$ , la aplicación secuencial de los operadores de las ecuaciones (103) y (105) al estado inicial de la ecuación (106) genera el siguiente estado parametrizado.

$$|\psi(\gamma, \beta)\rangle = U_M(\beta) U_C(\gamma) |\psi_0\rangle \quad (107)$$

Los parámetros óptimos se encuentran minimizando el valor esperado mediante la siguiente ecuación.

$$(\gamma^*, \beta^*) = \arg \min_{\gamma, \beta} F(\gamma, \beta) \quad (108)$$

Aquí, la función objetivo está definida por la siguiente expresión.

$$F(\gamma, \beta) = \langle \psi(\gamma, \beta) | H_C | \psi(\gamma, \beta) \rangle \quad (109)$$

Durante cada iteración del optimizador, se ejecuta el circuito definido por la ecuación (107) con los coeficientes numéricos fijos de la ecuación (102), se miden los estados resultantes, y se calcula el promedio ponderado que proporciona  $F(\gamma, \beta)$  según la ecuación (109). Este valor se retroalimenta al optimizador COBYLA que ajusta  $(\gamma, \beta)$  según la ecuación (107) hasta convergencia. El Algoritmo 4 presenta el procedimiento completo.

---

**Algorithm 4** Optimización Variacional QAOA

**Require:** Hamiltoniano de Costo  $H_C$ , Hamiltoniano Mezclador  $H_M$ , profundidad QAOA  $p$

**Ensure:** Parámetros óptimos  $(\gamma^*, \beta^*)$

- 1: **Paso 1: Inicializar Parámetros**
- 2:  $\gamma_0 \leftarrow \text{Uniforme}([0, 2\pi], p)$  ▷ Inicialización aleatoria
- 3:  $\beta_0 \leftarrow \text{Uniforme}([0, \pi], p)$
- 4:  $\theta_0 \leftarrow [\gamma_0; \beta_0]$  ▷ Vector de parámetros combinado
- 5:
- 6: **Paso 2: Definir Función Objetivo**
- 7: **function** FUNCIONOBJETIVO( $\theta$ )
- 8:   Extraer:  $\gamma \leftarrow \theta[1 : p], \beta \leftarrow \theta[p + 1 : 2p]$
- 9:
- 10:   **Construir Circuito QAOA:**
- 11:   Inicializar  $|\psi_0\rangle \leftarrow |+\rangle^{\otimes n}$  mediante compuertas Hadamard ▷ Ec. (65-67)
- 12:   **for**  $\ell = 1$  **hasta**  $p$  **do**
- 13:     Aplicar operador de fase:  $|\psi\rangle \leftarrow U_C(\gamma_\ell)|\psi\rangle$  ▷  $U_C(\gamma) = e^{-i\gamma H_C}$ , Ec. (58)
- 14:     Aplicar operador mezclador:  $|\psi\rangle \leftarrow U_M(\beta_\ell)|\psi\rangle$  ▷  $U_M(\beta) = e^{-i\beta H_M}$ , Ec. (61)
- 15:   **end for**
- 16:   Estado final:  $|\psi(\gamma, \beta)\rangle$  ▷ Ec. (64)
- 17:
- 18:   **Ejecutar Circuito y Calcular Valor Esperado:**
- 19:   Ejecutar circuito en simulador cuántico con  $n_{\text{shots}} = 1024$
- 20:   Medir en base computacional, obtener conteos  $\{n_{\mathbf{x}}\}$
- 21:    $\langle H_C \rangle \leftarrow \sum_{\mathbf{x}} \frac{n_{\mathbf{x}}}{n_{\text{shots}}} \cdot H_C(\mathbf{x})$  ▷ Ec. (68-70)
- 22:   **return**  $\langle H_C \rangle$
- 23: **end function**
- 24:
- 25: **Paso 3: Optimización Clásica (COBYLA)**
- 26: Establecer límites:  $\gamma_\ell \in [0, 2\pi], \beta_\ell \in [0, \pi]$  para todo  $\ell$
- 27: Establecer tolerancia de convergencia:  $\tau = 10^{-6}$
- 28: Establecer máximo de iteraciones:  $\text{maxiter} = 100$
- 29:  $\theta^* \leftarrow \text{COBYLA}(\text{FunciónObjetivo}, \theta_0, \text{límites}, \tau, \text{maxiter})$  ▷ Ec. (71-73)
- 30: Extraer:  $\gamma^* \leftarrow \theta^*[1 : p], \beta^* \leftarrow \theta^*[p + 1 : 2p]$
- 31: **return**  $(\gamma^*, \beta^*)$

---

Después de 50-100 iteraciones, se produce los parámetros óptimos numéricos, por ejemplo  $\gamma^* = 1.234\text{rad}$  y  $\beta^* = 0.678\text{ rad}$ . Estos valores específicos, combinados con los coeficientes específicos de la ecuación (102), definen el estado cuántico optimizado  $|\psi(\gamma^*, \beta^*)\rangle$  que se utiliza en la última fase.

### 3.6 Fase 5: Medición y Extracción de Solución

Con los parámetros numéricos  $\gamma^* = 1.234\text{rad}$  y  $\beta^* = 0.678\text{rad}$  obtenidos de la

ecuación (108), se construye el estado cuántico final mediante la ecuación (107).

$$|\psi(\gamma^*, \beta^*)\rangle = c_0 |00000\rangle + c_1 |00001\rangle + \dots + c_{31} |11111\rangle \quad (110)$$

Aquí, cada coeficiente complejo  $c_i$  en la ecuación (110) tiene una magnitud específica. Al medir este estado 10,000 veces, se obtiene un histograma de frecuencias. Por ejemplo, la configuración  $[1,0,1,0,0]$  podría observarse 3,870 veces,  $[1,0,0,0,0]$  observarse 1,420 veces,  $[0,0,1,0,0]$  observarse 1,180 veces, y así sucesivamente. Estos conteos se convierten en probabilidades empíricas mediante la expresión.

$$P(\mathbf{x} | \gamma^*, \beta^*) = \frac{\text{número de veces observado}}{\text{total de mediciones}} \quad (111)$$

Aplicando la ecuación (111) a los datos del histograma se obtiene lo siguiente.

$$\begin{aligned} P([1,0,1,0,0]) &= 3870/10000 = 0.387 \\ P([1,0,0,0,0]) &= 1420/10000 = 0.142 \\ P([0,0,1,0,0]) &= 1180/10000 = 0.118 \end{aligned} \quad (112)$$

La configuración óptima se extrae mediante la siguiente ecuación.

$$\mathbf{x}^* = \arg \max_{\mathbf{x}} P(\mathbf{x} | \gamma^*, \beta^*) \quad (113)$$

De la ecuación (113), la configuración con máxima probabilidad es  $\mathbf{x}^* = [1,0,1,0,0]$  con  $P = 0.387$ . Esta configuración específica se verifica ahora ejecutando el Algoritmo 2 con esta configuración exacta: se cierra el tie-switch 1 (abriendo la línea seccional correspondiente según  $\phi$  de la ecuación (86)), se cierra el tie-switch 3 (abriendo su línea correspondiente), se mantienen abiertos los tie-switches 2, 4 y 5, se resuelve el flujo de potencia AC, y se obtiene  $P_{\text{pérdidas}}([1,0,1,0,0]) = 95.77\text{kW}$ , confirmando que efectivamente es el mínimo del vector original de la ecuación (87) obtenido en la Fase 1.

De esta forma, los datos fluyen secuencialmente: del OPF salen 32 valores de pérdidas en la ecuación (87) → se condensan estadísticamente en 15 valores de la matriz Q mediante las ecuaciones (92-93) → se transforman algebraicamente en coeficientes de Ising mediante las ecuaciones (90-93) → se codifican en el Hamiltoniano cuántico de la ecuación (102) → se optimizan mediante las ecuaciones (108-109) para obtener un estado cuántico de la ecuación (110) → se mide según la ecuación (111) para extraer una configuración específica mediante la ecuación (113) → se verifica con OPF cerrando el ciclo.

### 3.7 Caso de validación

La metodología propuesta se valida aplicándola al sistema IEEE 33-barras (Figura 1) con cinco tie-switches ( $n_s = 5$ ,  $2^5 = 32$  configuraciones) y generación distribuida de 1.9 MW (500 kW en el nodo 14, 800 kW en el nodo 25, 600 kW en el nodo 30), representando 51.1% de la demanda total.

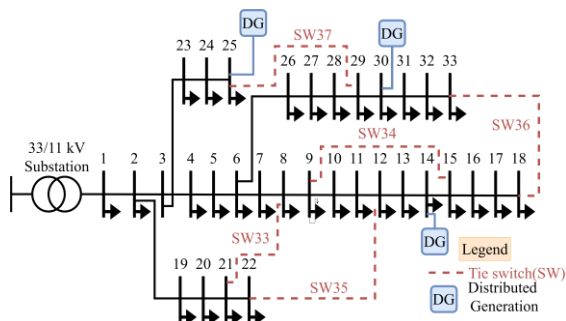


Figura 1. Modelo de prueba de 33 barras IEEE con GD.

## 4 Análisis de resultados

Se establecieron tres escenarios operativos para evaluar la metodología propuesta: El primero es la Línea Base, que corresponde a una red radial sin generación distribuida; el segundo escenario denominado Con GD se asocia a la integración de 1,900 kW renovables en las barras 14, 25 y 30 manteniendo la topología original; finalmente, la configuración GD+QAOA

consiste en la reconfiguración óptima mediante el algoritmo cuántico-clásico.

Las variables analizadas comprenden, en primer lugar, las pérdidas activas totales (kW); en segundo lugar, el voltaje nodal (p.u.). Asimismo, la desviación porcentual de voltaje (%); las pérdidas acumuladas por barra (kW); las pérdidas por línea (kW); y finalmente, la carga de línea (%). Cada configuración fue validada mediante el flujo de potencia AC Newton-Raphson verificando la radialidad; por otra parte, los límites de voltaje (0.95-1.05 p.u.), y la capacidad térmica de las líneas.

### 4.1 Resultados del Proceso de Optimización QAOA

El algoritmo evaluó de forma detallada las 32 configuraciones posibles de tie-switches, identificando 16 configuraciones válidas que mantienen la radialidad. La Tabla 2 presenta todas las combinaciones evaluadas con sus respectivas pérdidas de potencia activa.

Tabla 2. Evaluación completa de configuraciones por QAOA.

Config.	SW					Pérdidas (kW)	Estado
	33	34	35	36	37		
1	1	0	0	0	0	120.649	Válida
2	0	0	0	0	1	96.987	Válida
3	0	0	0	1	0	1,000,000	Inválida
4	0	0	0	1	1	1,000,000	Inválida
5	0	0	1	0	0	1,000,000	Inválida
6	0	0	1	0	1	1,000,000	Inválida
7	0	0	1	1	0	177.470	Válida
8	0	0	1	1	1	144.378	Válida
9	0	1	0	0	0	119.378	Válida
10	0	1	0	0	1	95.773	— QAOA
11	0	1	0	1	0	1,000,000	Inválida
12	0	1	0	1	1	1,000,000	Inválida
13	0	1	1	0	0	106.925	Válida
14	0	1	1	0	1	87.083	— Óptimo

Config.	SW					Pérdidas (kW)	Estado
	33	34	35	36	37		
15	0	1	1	1	0	1,000,000	Inválida
16	0	1	1	1	1	1,000,000	Inválida
17	1	0	0	0	0	1,000,000	Inválida
18	1	0	0	0	1	1,000,000	Inválida
19	1	0	0	1	0	182.301	Válida
20	1	0	0	1	1	138.102	Válida
21	1	0	1	0	0	1,000,000	Inválida
22	1	0	1	0	1	1,000,000	Inválida
23	1	0	1	1	0	169.433	Válida
24	1	0	1	1	1	136.782	Válida
25	1	1	0	0	0	1,000,000	Inválida
26	1	1	0	0	1	1,000,000	Inválida
27	1	1	0	1	0	181.365	Válida
28	1	1	0	1	1	137.312	Válida
29	1	1	1	0	0	1,000,000	Inválida
30	1	1	1	0	1	1,000,000	Inválida
31	1	1	1	1	0	170.072	Válida
32	1	1	1	1	1	134.515	Válida

Según lo presentado en la Tabla 2, el rango de pérdidas en las configuraciones válidas varía entre 87.083 kW (configuración 14, óptimo global) y 182.301 kW (configuración 19, peor válida), estableciendo un rango total de 95.218 kW. En particular, el algoritmo QAOA convergió hacia la configuración 10 con pérdidas de 95.773 kW, es decir, cerrando los tie-switches SW34 y SW37 mientras mantiene abiertos los SW33, SW35 y SW36. Esta solución presenta un gap del 9.98% respecto al óptimo global, sin embargo, requiere solamente 2 maniobras de switching (cierre de SW34 y SW37) en comparación con las 3 maniobras del óptimo global (cierre de SW34, SW35 y SW37), lo que simplifica la operación práctica del sistema. El tiempo computacional total fue de 1.36 segundos. A continuación, la Tabla 3 presenta las cinco mejores configuraciones identificadas durante el proceso de optimización, ordenadas por nivel de pérdidas.

Tabla 3. Top 5 configuraciones óptimas.

Rank	SW					Pérdidas (kW)	Gap (%)
	33	34	35	36	37		
1	0	1	1	0	1	87.083	0.00
2	0	1	0	0	1	95.773	9.98
3	0	0	0	0	1	96.987	11.37
4	0	1	1	0	0	106.925	22.80
5	0	1	0	0	0	119.378	37.10

Como se observa en la Tabla 3, en primer lugar, la configuración Rank 1 (óptimo global) alcanza las menores pérdidas con 87.083 kW y un gap del 0.00%. En segundo lugar, la solución QAOA (Rank 2) presenta pérdidas de 95.773 kW con un gap del 9.98%, equivalente a un incremento de 8.690 kW respecto al óptimo. En tercer lugar, la configuración Rank 3 requiere únicamente el cierre del SW37 y alcanza pérdidas de 96.987 kW, mostrando un gap del 11.37%. Cabe destacar que la diferencia entre las configuraciones Rank 2 y Rank 3 es de apenas 1.214 kW (1.25%), lo que demuestra la sensibilidad del sistema a las maniobras del SW34. Por otra parte, las configuraciones Rank 4 y Rank 5 presentan gaps superiores al 22.80% y 37.10% respectivamente, evidenciando su menor desempeño técnico.

Por último, como se observa en la Tabla 4, la radialidad del sistema queda verificada directamente por la presencia de ramas en estado OFF que interrumpen las trayectorias redundantes. En particular, la apertura de las líneas 9 (9–10) y 28 (28–29) aseguran que, aun con los enlaces de amarre en servicio, no se formen lazos en la topología resultante. Adicionalmente, las ramas 33 (8–20), 35 (12–22) y 36 (18–33) permanecen en OFF, lo cual es coherente con su condición de líneas asociadas a tie-switches no operados en esta configuración.

Tabla 4. Estado de líneas, pérdidas y cargabilidad - config. óptima (GRD + QAOA).

Línea	Desde	Hasta	Estado	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Carga (%)
1	1	2	ON	7.01	3.57	39.80
2	2	3	ON	27.10	13.80	33.84
3	3	4	ON	4.86	2.47	16.63
4	4	5	ON	3.96	2.01	14.71
5	5	6	ON	7.51	6.48	13.82
6	6	7	ON	1.00	3.29	10.52
7	7	8	ON	1.99	0.66	7.63
8	8	9	ON	1.19	0.86	4.91
9	9	10	OFF	0.00	0.00	0.00
10	10	11	ON	0.01	0.00	0.87
11	11	12	ON	0.05	0.02	1.60
12	12	13	ON	0.46	0.36	2.55
13	13	14	ON	0.32	0.42	3.51
14	14	15	ON	0.34	0.30	3.47
15	15	16	ON	0.34	0.25	3.09
16	16	17	ON	0.31	0.41	2.22
17	17	18	ON	0.06	0.05	1.36
18	2	19	ON	0.21	0.20	5.21
19	19	20	ON	1.10	1.00	3.91
20	20	21	ON	0.13	0.16	2.61
21	21	22	ON	0.06	0.08	1.30
22	3	23	ON	7.32	5.00	18.38
23	23	24	ON	13.40	10.58	17.63
24	24	25	ON	9.73	7.61	15.04
25	6	26	ON	0.07	0.03	2.62
26	26	27	ON	0.04	0.02	1.74
27	27	28	ON	0.04	0.03	0.86
28	28	29	OFF	0.00	0.00	0.00
29	29	30	ON	2.98	1.52	11.05
30	30	31	ON	1.93	1.91	6.43
31	31	32	ON	0.26	0.30	4.17
32	32	33	ON	0.02	0.02	0.99
33	8	20	OFF	0.00	0.00	0.00
34	9	15	ON	0.22	0.22	4.30
35	12	22	OFF	0.00	0.00	0.00
36	18	33	OFF	0.00	0.00	0.00
37	25	29	ON	1.77	1.77	12.16

En términos de desempeño, las pérdidas se concentran principalmente en los tramos de mayor transferencia aguas arriba; destacando las líneas 2 (2–3) con 27.096 kW, 23 (23–24) con 13.402 kW y 24 (24–25) con 9.729 kW, lo que confirma que el componente dominante de pérdidas se ubica en alimentadores con mayor nivel de carga. Finalmente, la existencia de ramas con pérdidas nulas y cargabilidad 0% en estado OFF confirma la consistencia entre el estado topológico y el flujo de potencia, respaldando de este modo la validez operativa de la configuración optimizada.

#### 4.2 Análisis de variables eléctricas

La Figura 1 presenta la comparación de los perfiles de voltaje para los tres escenarios evaluados a lo largo de las 33 barras del sistema. En primer lugar, el escenario Línea Base presenta una caída progresiva de voltaje alcanzando 0.8828 p.u. en la barra 18 (-11.72%), violando los límites normativos por la alta impedancia de los alimentadores sin compensación local. En segundo lugar, la integración de GD eleva el voltaje mínimo a 0.9305 p.u. en la barra 33 mediante la inyección de potencia que reduce las corrientes en los alimentadores aguas arriba de los puntos de generación. Finalmente, la reconfiguración GD+QAOA mejora el voltaje mínimo a 0.9531 p.u. en la barra 10 al habilitar rutas de menor impedancia mediante el cierre de SW34 (conectando las barras 9-15) y SW37 (conectando las barras 25-29), esto es, redistribuyendo los flujos de potencia y trasladando el punto crítico desde las barras terminales hacia zonas intermedias donde la impedancia acumulada es menor.

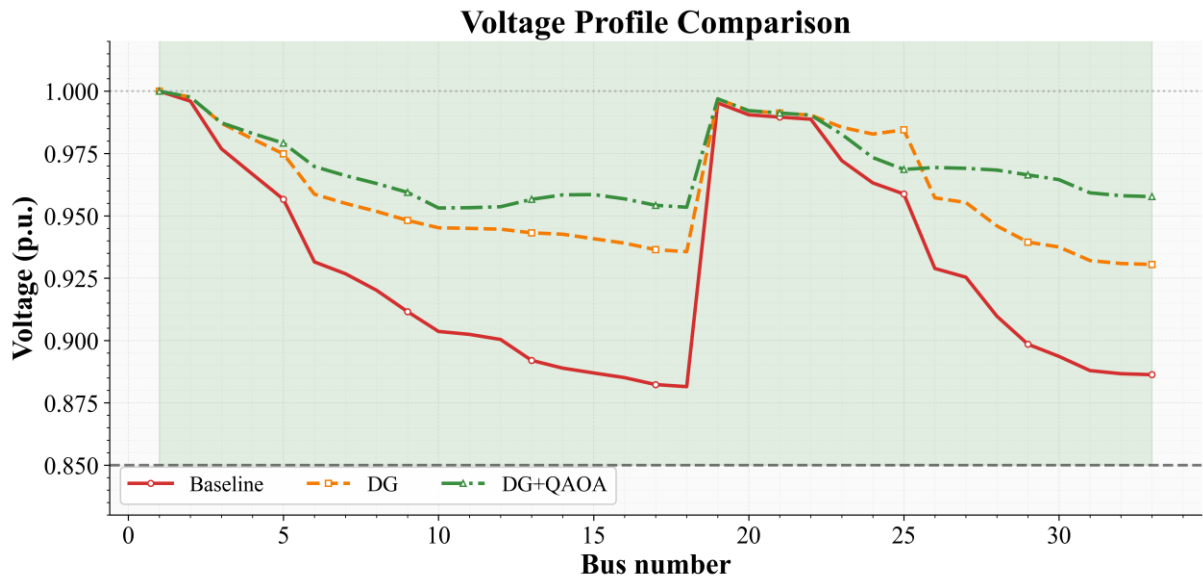


Figura 2. Comparación de perfiles de tensión - IEEE 33 barras.

Por otro lado, la Figura 3 muestra las desviaciones porcentuales de voltaje para cada barra del sistema en los tres escenarios. Por una parte, las barras 12-18 en el escenario Línea Base muestran desviaciones entre -10.0% y -11.7% por la acumulación de caídas óhmicas en los conductores de alta impedancia. Por otra parte, el escenario Con GD reduce estas desviaciones a un rango de -4.6% a -6.9% en las zonas próximas a los generadores (barras 14, 25, 30) debido a la reducción de la corriente neta circulante. Finalmente, el escenario GD+QAOA mantiene todas las

barras dentro del límite de  $\pm 5\%$  al crear caminos paralelos de baja impedancia: en primer término, el SW34 conecta las barras 9-15 reduciendo la impedancia del alimentador secundario; en segundo término, el SW37 enlaza las barras 25-29 acortando la distancia eléctrica. En consecuencia, la redistribución de los flujos equilibra las caídas de tensión espacialmente, logrando que la desviación máxima sea de -4.69% en la barra 10, es decir, cumpliendo holgadamente con los límites operativos.

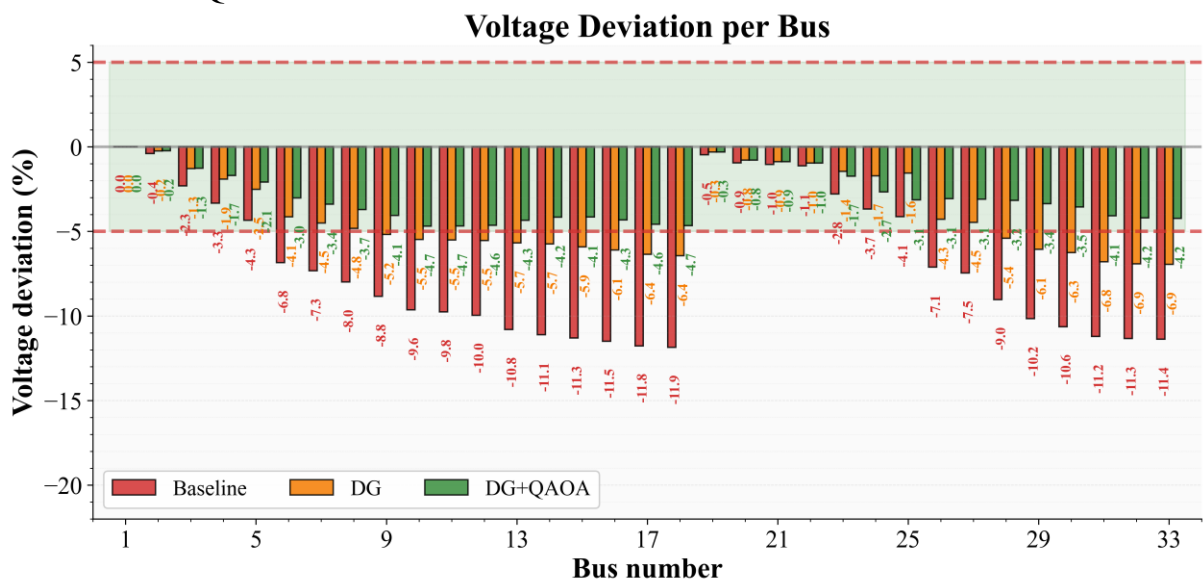


Figura 3. Comparación de desviación de tensión por barra - IEEE 33 barras.

La Figura 4 presenta la distribución de pérdidas acumuladas por barra para los tres escenarios analizados. En particular, las barras 2, 3, 23 y 24 concentran las mayores pérdidas acumuladas por ser nodos de alta convergencia de flujos. Específicamente, la barra 3 acumula 51.90 kW en el escenario Línea Base debido a las corrientes elevadas en las líneas 2-3 y la derivación hacia la línea 3-23. Posteriormente, con la integración de GD, esta barra reduce las pérdidas a 23.64 kW, esto es, una reducción del 54.5% por la inyección local que

disminuye las corrientes provenientes de la subestación. Finalmente, el escenario GD+QAOA reduce las pérdidas de la barra 3 a 19.64 kW, en otras palabras, un 62.2% respecto a Línea Base, al redistribuir los flujos mediante el SW37, que desvía parte de la corriente hacia la ruta alternativa 25-29-30, descargando en consecuencia las líneas 2-3 y 23-24-25. Asimismo, las barras 14, 25 y 30 muestran pérdidas bajas en los escenarios con GD por ser puntos de inyección neta de potencia.

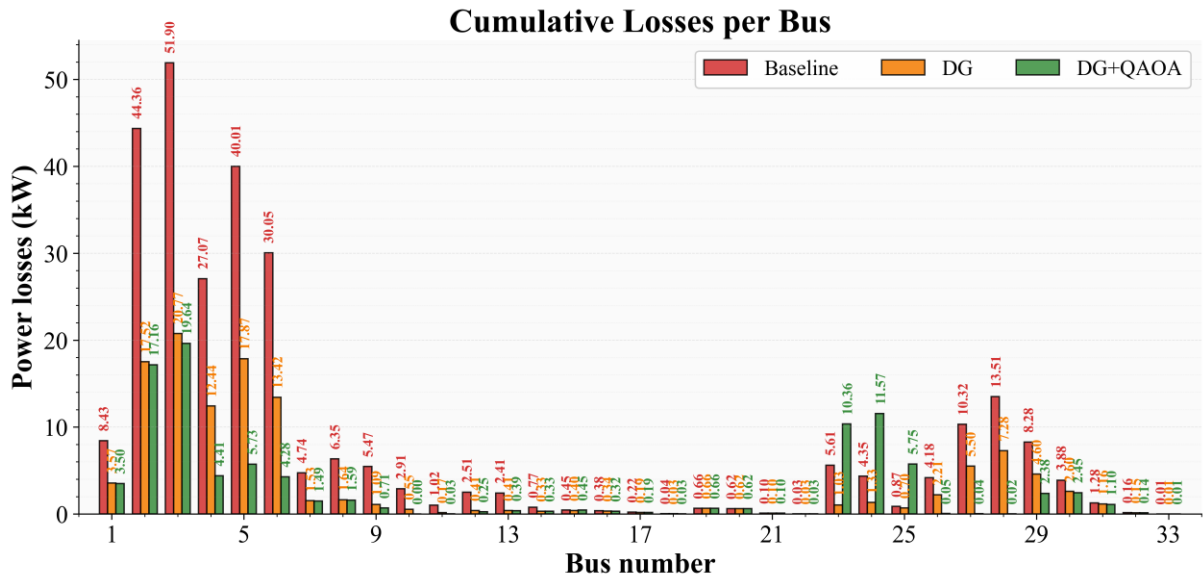


Figura 4. Comparación de pérdidas acumuladas por barra - IEEE 33 barras.

La Figura 5 ilustra la distribución de pérdidas de potencia a lo largo de las 37 líneas del sistema. En primer lugar, la línea 2 (conectando las barras 2-3) presenta las mayores pérdidas en todos los escenarios por transportar la corriente total del alimentador principal. En particular, en el escenario Línea Base alcanza 72.56 kW debido a una corriente aproximada de 246 A. Subsecuentemente, con la integración de GD se reduce a 27.10 kW, es decir, una reducción del 62.7% por la disminución de la corriente a aproximadamente 141 A al inyectar potencia aguas abajo de este punto.

Por su parte, el escenario GD+QAOA mantiene pérdidas de 27.10 kW en esta línea porque la reconfiguración no modifica significativamente el flujo en esta línea troncal. Adicionalmente, las líneas 22-24 (alimentador secundario 3-23-24-25) reducen las pérdidas de 72.48 kW en Línea Base a 30.45 kW en GD+QAOA por el cierre del SW37 que permite el flujo bidireccional desde el generador de la barra 25, reduciendo en consecuencia la dependencia del alimentador principal.

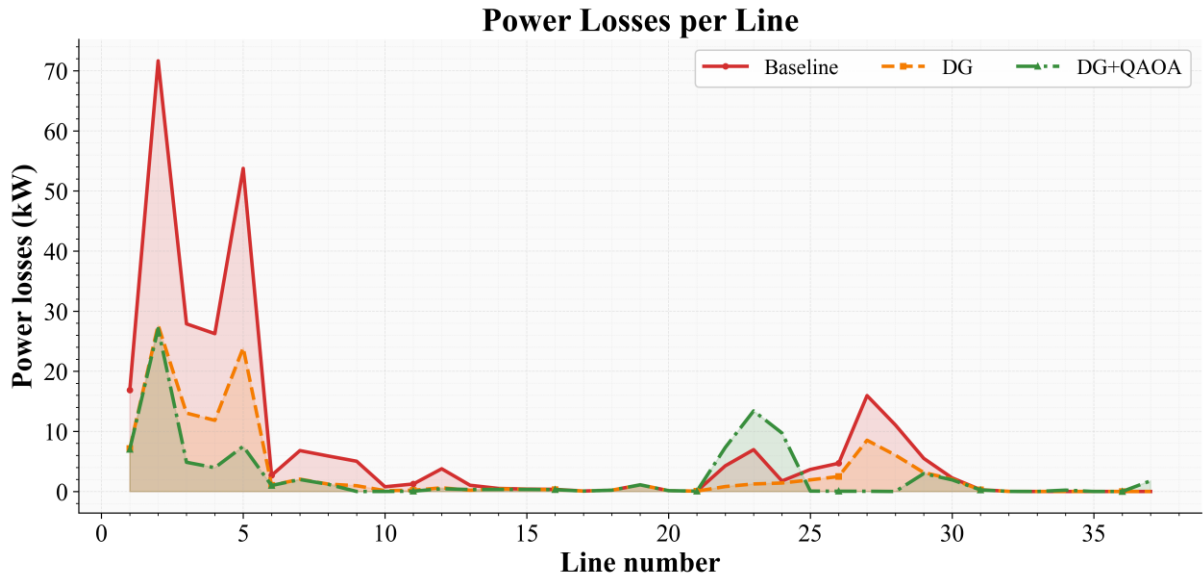


Figura 5. Comparación de pérdidas de potencia por línea - IEEE 33 barras.

La Figura 6 muestra el perfil de carga activa de las líneas para los tres escenarios evaluados. Inicialmente, la línea 1 opera al 62.34% de su capacidad en el escenario Línea Base, un valor elevado que limita el margen ante contingencias. Posteriormente, la integración de GD reduce esta carga a 39.80% por la disminución del flujo desde la subestación. Por su parte, el escenario GD+QAOA mantiene la carga de la línea 1 en 39.80%, sin embargo, activa la línea 34 (conectando las barras 9-15) al 4.30% y la línea 37 (conectando las barras 25-29) al

12.16%, creando de esta manera rutas paralelas que mejoran la redundancia operativa del sistema. En otras palabras, las líneas previamente inactivas (tie-switches) ahora transportan 0.22 kW y 1.77 kW respectivamente, redistribuyendo la carga espacialmente. En consecuencia, la carga máxima del sistema se mantiene bajo el 40%, garantizando un margen de seguridad adecuado ante variaciones de demanda o generación.

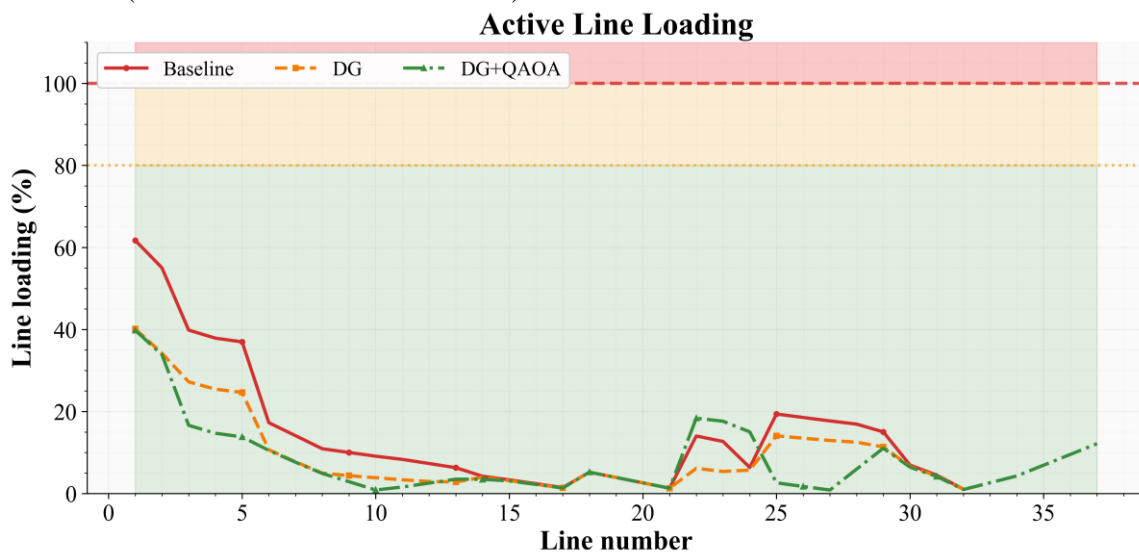


Figura 6. Comparación de carga activa de línea - IEEE 33 barras.

La Figura 7 presenta la reducción progresiva de las pérdidas totales del sistema. En términos generales, las pérdidas totales se reducen de 282.938 kW en el escenario Línea Base a 120.649 kW con la integración de GD, esto es, una reducción del 57.4%; finalmente, alcanzan 95.773 kW con el escenario GD+QAOA, es decir, una reducción total del 66.15%. En primer término, la primera etapa de reducción se debe a la disminución cuadrática de las corrientes al inyectar 1,900 kW localmente, reduciendo el flujo desde la subestación. En segundo término, la segunda etapa se debe a la reconfiguración topológica que reduce la impedancia efectiva entre los generadores y las cargas mediante el cierre de SW34 y SW37, acortando en consecuencia las distancias eléctricas. La reducción absoluta de 187.165 kW representa un ahorro anual de 1,638 MWh operando 8,760 horas/año. Cabe destacar que la mejora adicional de 24.876 kW (20.62%) entre los escenarios Con GD y GD+QAOA demuestra el potencial de la reconfiguración para explotar sinergias con la generación distribuida.

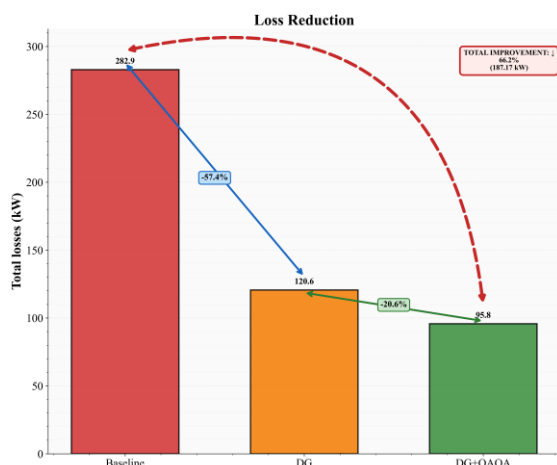


Figura 7. Comparación de reducción de pérdidas - IEEE 33 barras.

La Figura 8 presenta el diagrama de cascada que cuantifica las contribuciones individuales de cada estrategia. Por una parte, la integración de GD aporta una reducción del 57.4%, equivalente a 162.289

kW respecto a las pérdidas normalizadas al 100% del escenario Línea Base; por otra parte, QAOA adiciona una reducción del 20.6%, es decir, 24.876 kW sobre las pérdidas del escenario Con GD. En este sentido, la mejora por GD es mayor en magnitud absoluta porque modifica directamente las magnitudes de las corrientes en los alimentadores, mientras que QAOA optimiza la distribución espacial de los flujos existentes. En conjunto, la combinación sinérgica alcanza una eficiencia del 78.0% respecto al escenario Línea Base, en otras palabras, pérdidas finales del 22.0% normalizadas. En consecuencia, el análisis confirma que la reconfiguración sin GD sería insuficiente para cumplir los objetivos de reducción, sin embargo, la integración de GD sin reconfiguración deja un 20.6% de potencial de optimización sin explotar.



Figura 8. Comparación de pérdidas normalizadas - IEEE 33 barras.

Por último, la Tabla 5 presenta la comparación técnica entre los tres escenarios evaluados, cuantificando las mejoras obtenidas en cada variable eléctrica analizada.

Tabla 5. Top 5 configuraciones óptimas.

Parámetro	Línea Base	Con GD	GD+QAOA	Mejora Total
Pérdidas Activas (kW)	282.938	120.649	95.773	-66.15%

Parámetro	Línea Base	Con GD	GD+QAOA	Mejora Total
Voltaje Mínimo (p.u.)	0.8828	0.9305	0.9531	+7.97%
Barra V_min	18	33	10	-
Desviación Máxima (%)	-11.72	-6.95	-4.69	+7.03
Voltaje Promedio (p.u.)	0.9378	0.9613	0.9701	+3.44%
Carga Máxima Línea (%)	62.34	39.65	39.80	-36.3%
Líneas Activas	32/37	32/37	32/37	-

Según lo presentado en la Tabla 4, la configuración GD+QAOA cumple con los límites normativos (0.95-1.05 p.u.) logrando un voltaje promedio de 0.9701 p.u. versus 0.9378 p.u. en el escenario Línea Base, representando una mejora del 3.44%. En particular, la redistribución de los flujos mediante el cierre de SW34 y SW37 traslada el punto crítico de voltaje desde las barras terminales (barra 18 en Línea Base, barra 33 en Con GD) hacia la barra intermedia 10, indicando un balanceo efectivo de las impedancias del sistema.

## 5 Conclusiones

El algoritmo QAOA identifica la configuración óptima práctica mediante el cierre de los tie-switches SW34 y SW37, estableciendo enlaces entre las barras 9-15 y 25-29. Esta topología reduce las pérdidas activas a 95.773 kW, equivalente a una disminución del 66.15% respecto al escenario base (282.938 kW) y del 20.62% adicional sobre el escenario con generación distribuida sin reconfiguración (120.649 kW). La solución presenta un gap del 9.98% respecto al óptimo global (87.083 kW), requiere dos maniobras de switching versus tres del óptimo absoluto, y converge en 1.36 segundos.

La formulación QUBO condensa los 32 valores de pérdidas del flujo AC en una matriz Q de 5×5 con 15 parámetros

independientes. Los elementos diagonales cuantifican efectos individuales ( $Q_{11} = -0.318$ ,  $Q_{33} = -0.225$ ) y los extra-diagonales codifican interacciones entre switches ( $Q_{12} = 0.042$ ). La transformación a coeficientes de Ising genera  $h_1 = -0.201$  y  $J_{12} = 0.0105$ . El circuito cuántico con  $p = 1$  converge en  $\gamma^* = 1.234$  rad y  $\beta^* = 0.678$  rad, produciendo la configuración [0,1,0,0,1] con probabilidad  $P = 0.387$ .

La reconfiguración GD+QAOA eleva el voltaje mínimo de 0.8828 p.u. (barra 18, base) a 0.9531 p.u. (barra 10), contrayendo la desviación máxima de -11.72% a -4.69% dentro de los límites IEEE 1547 de  $\pm 5\%$ . La corriente en la línea troncal 2-3 disminuye de 246 A a 141 A. La barra 3 reduce sus pérdidas acumuladas de 51.90 kW a 19.64 kW (62.2%). La generación distribuida aporta el 57.4% de la reducción total de pérdidas, mientras que QAOA adiciona el 20.6%, alcanzando una eficiencia combinada del 78.0%.

Las limitaciones incluyen la validación en un sistema reducido con 32 configuraciones enumerables, generación distribuida estática sin variabilidad temporal, y profundidad cuántica  $p = 1$ . Trabajos futuros deben abordar sistemas de mayor escala mediante descomposición jerárquica, incorporar modelos estocásticos de generación renovable, integrar almacenamiento energético en problemas mixtos entero-continuos, y validar en hardware cuántico real para cuantificar el impacto del ruido en dispositivos NISQ.

### 5.1 Trabajos futuros

La extensión a sistemas de 100-200 barras con 15-20 tie-switches requiere descomposición jerárquica mediante particionamiento espectral que divida la red en subsistemas de máximo 50 barras, ejecutando QAOA localmente y coordinando soluciones mediante optimización multinivel. La incertidumbre renovable exige formulación estocástica robusta de dos etapas donde QAOA

determina la reconfiguración y el flujo AC ajusta los set-points de generación distribuida para minimizar el valor esperado de pérdidas sobre 20-30 escenarios horarios generados mediante modelos ARIMA. La integración de almacenamiento de 500-1000 kWh introduce variables continuas de carga/descarga que requieren enfoques híbridos QAOA-ADMM donde el algoritmo cuántico resuelve las variables binarias y ADMM optimiza las variables continuas de potencia.

## 6 Referencias

- [1] M. H. Ali, M. Mehanna, and E. Othman, "Optimal planning of RDGs in electrical distribution networks using hybrid SAPSO algorithm," *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 10, no. 6, p. 6153, Dec. 2020, doi: 10.11591/ijece.v10i6.pp6153-6163.
- [2] T. M. Beza, Y.-C. Huang, and C.-C. Kuo, "A Hybrid Optimization Approach for Power Loss Reduction and DG Penetration Level Increment in Electrical Distribution Network," *Energies*, vol. 13, no. 22, p. 6008, Nov. 2020, doi: 10.3390/en13226008.
- [3] A. S. Bouhouras, P. A. Gkaidatzis, and D. P. Labridis, "Network Reconfiguration in Modern Power Distribution Networks," 2020, pp. 219–255. doi: 10.1007/978-3-030-36115-0\_7.
- [4] H. Quan, Z. Li, T. Zhou, and J. Yin, "Two-stage optimization strategy of multi-objective Volt/Var coordination in electric distribution network considering renewable uncertainties," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 155–166, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.egyr.2023.04.089.
- [5] S. Alshareef and A. Fathy, "Efficient Red Kite Optimization Algorithm for Integrating the Renewable Sources and Electric Vehicle Fast Charging Stations in Radial Distribution Networks," *Mathematics*, vol. 11, no. 15, p. 3305, Jul. 2023, doi: 10.3390/math11153305.
- [6] B. Esmailnezhad, H. Amini, R. Noroozian, and S. Jalilzadeh, "Flexible Reconfiguration for Optimal Operation of Distribution Network Under Renewable Generation and Load Uncertainty," *Energies*, vol. 18, no. 2, p. 266, Jan. 2025, doi: 10.3390/en18020266.
- [7] M. Ghofrani, C. Tran, and J. Cauilan, "Distribution System Reconfiguration Optimization for EV and Renewable DG Integration," in *2024 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, IEEE, May 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/TD47997.2024.10556200.
- [8] F. Amin, S. Sarjiya, M. Isnaeni BS, and W. Y. Atmaja, "Network Reconfiguration Strategies for Reducing Network Losses Under High PV Penetration," in *2024 16th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*, IEEE, Oct. 2024, pp. 352–357. doi: 10.1109/ICITEE62483.2024.10808894.
- [9] A. T. Hachemi, F. Sadaoui, A. Saim, M. Ebeed, and S. Arif, "Dynamic operation of distribution grids with the integration of photovoltaic systems and distribution static compensators considering network reconfiguration," *Energy Reports*, vol. 12, pp. 1623–1637, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.egyr.2024.07.050.
- [10] T. L. Nguyen and Q. A. Nguyen, "A Multi-Objective PSO-GWO Approach for Smart Grid Reconfiguration with Renewable Energy and Electric Vehicles,"

- Energies*, vol. 18, no. 8, p. 2020, Apr. 2025, doi: 10.3390/en18082020.
- [11] H. Takano, J. Murata, H. Asano, and N. D. Tuyen, "Reconfiguration of Electric Power Distribution Networks: A Typical Application of Metaheuristics in Electrical Power Field," 2022, pp. 111–139. doi: 10.1007/978-981-16-3128-3\_7.
- [12] A. R. Ram and J. Ceh, "Introduction to Power Distribution Network Reconfiguration Techniques," 2021.
- [13] K. C. Sou and K. Giron, "Joint Renewable Generation Maximization and Radial Distribution Network Reconfiguration," in *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, IEEE, Nov. 2022, pp. 16–20. doi: 10.1109/ISGTAsia54193.2022.10003612.
- [14] S. K. Paul, A. Mohapatra, and D. C. Das, "A new continuous variables and convex relaxation based formulation for reconfiguration of unbalanced mutually coupled active distribution networks," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 228, p. 110009, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2023.110009.
- [15] A. M. Helmi, R. Carli, M. Dotoli, and H. S. Ramadan, "Efficient and Sustainable Reconfiguration of Distribution Networks via Metaheuristic Optimization," *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 19, no. 1, pp. 82–98, Jan. 2022, doi: 10.1109/TASE.2021.3072862.
- [16] M. A. Iqbal and R. Zafar, "A Novel Radiality Maintenance Algorithm for the Metaheuristic Based Co-Optimization of Network Reconfiguration With Battery Storage," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 25689–25701, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3257190.
- [17] A. P. Ngo and H. T. Nguyen, "Quantum Combinatorial Optimization Algorithms for Network Reconfiguration: QRAO vs. QAOA," in *2024 56th North American Power Symposium (NAPS)*, IEEE, Oct. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS61145.2024.10741660.
- [18] S. Kozdrowski, M. Żotkiewicz, K. Wnuk, A. Sikorski, and S. Sujecki, "A Comparative Evaluation of Nature Inspired Algorithms for Telecommunication Network Design," *Appl. Sci.*, vol. 10, no. 19, p. 6840, Sep. 2020, doi: 10.3390/app10196840.
- [19] A. Phuong Ngo, C. Thomas, H. Nguyen, A. Eroglu, and K. Oikonomou, "Evaluate Quantum Combinatorial Optimization for Distribution Network Reconfiguration," in *2022 North American Power Symposium (NAPS)*, IEEE, Oct. 2022, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS56150.2022.10012259.
- [20] C. Gerez, E. C. Marques Costa, and A. J. Sguarezi Filho, "Behavior analysis of new <sc>bio-inspired</sc> metaheuristics to solve distribution network reconfiguration problem under different radiality constraints representation," *Int. J. Numer. Model. Electron. Networks, Devices Fields*, vol. 34, no. 6, Nov. 2021, doi: 10.1002/jnm.2922.
- [21] A. Dua, P. Krömer, Z. J. Czech, and T. Jastrzab, "Genetic Algorithm with Heuristic Mutation for Wireless Sensor Network Optimization," 2023, pp. 177–189. doi: 10.1007/978-3-031-40971-4\_17.
- [22] H. Jia, X. Zhu, and W. Cao,

- “Distribution Network Reconfiguration Based on an Improved Arithmetic Optimization Algorithm,” *Energies*, vol. 17, no. 8, p. 1969, Apr. 2024, doi: 10.3390/en17081969.
- [23] G. Kumar, K. Sharma, K. Sharma, S. P. Dwivedi, A. Shrivastava, and Y. S. Bisht, “Optimizing Power Distribution Grids Using Particle Swarm Optimization Algorithm,” in *2024 4th International Conference on Innovative Practices in Technology and Management (ICIPTM)*, IEEE, Feb. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICIPTM59628.2024.10563676.
- [24] D. Swaminathan, A. Rajagopalan, O. D. Montoya, S. Arul, and L. F. Grisales-Noreña, “Distribution Network Reconfiguration Based on Hybrid Golden Flower Algorithm for Smart Cities Evolution,” *Energies*, vol. 16, no. 5, p. 2454, Mar. 2023, doi: 10.3390/en16052454.
- [25] C. L. B. Silveira, A. Tabares, L. T. Faria, and J. F. Franco, “Mathematical optimization versus Metaheuristic techniques: A performance comparison for reconfiguration of distribution systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 196, p. 107272, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107272.
- [26] R. Mahroo and A. Kargarian, “Learning Infused Quantum-Classical Distributed Optimization Technique for Power Generation Scheduling,” *IEEE Trans. Quantum Eng.*, vol. 4, pp. 1–14, 2023, doi: 10.1109/TQE.2023.3320872.
- [27] S. Bahrami, Y. C. Chen, and V. W. S. Wong, “Dynamic Distribution Network Reconfiguration With Generation and Load Uncertainty,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 15, no. 6, pp. 5472–5484, Nov. 2024, doi: 10.1109/TSG.2024.3404859.
- [28] H. Li, A. Lekić, S. Li, D. Jiang, Q. Guo, and L. Zhou, “Distribution Network Reconfiguration Considering the Impacts of Local Renewable Generation and External Power Grid,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 59, no. 6, pp. 7771–7788, Nov. 2023, doi: 10.1109/TIA.2023.3307070.
- [29] A. Zhou, H. Zhai, M. Yang, and Y. Lin, “Three-Phase Unbalanced Distribution Network Dynamic Reconfiguration: A Distributionally Robust Approach,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 3, pp. 2063–2074, May 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3139763.
- [30] W. Jin, S. Zhang, and J. Li, “Robust Planning of Distributed Generators in Active Distribution Network Considering Network Reconfiguration,” *Appl. Sci.*, vol. 13, no. 13, p. 7747, Jun. 2023, doi: 10.3390/app13137747.
- [31] Z. Wang, R. Cao, D. Tang, C. Wang, X. Liu, and W. Hu, “Distributionally Robust Energy Optimization with Renewable Resource Uncertainty,” *Mathematics*, vol. 13, no. 6, p. 992, Mar. 2025, doi: 10.3390/math13060992.
- [32] A. Dulundu, “Revolutionizing Optimization: The Game-Changing Power of Quantum Algorithms and Next-Generation Computational Technologies,” *Next Front. Life Sci. AI*, vol. 8, no. 1, p. 51, Oct. 2024, doi: 10.62802/9tacw830.
- [33] Y. Minato, “Two-Step QAOA: Enhancing Quantum Optimization by Decomposing K-hot Constraints in QUBO Formulations,” pp. 1–8, 2025, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2408.05383>
- [34] N. Nacar Çıkan, “Distribution

- Network Reconfiguration for Voltage Profile Enhancement and Power Loss Reduction Under Hourly Energy Consumption Using Quantum Approximate Optimization Algorithm,” *Çukurova Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Derg.*, vol. 40, no. 1, pp. 79–87, Mar. 2025, doi: 10.21605/cukurovaumfd.1665857.
- [35] H. Jing, Y. Wang, and Y. Li, “Data-driven quantum approximate optimization algorithm for power systems,” *Commun. Eng.*, vol. 2, no. 1, p. 12, Mar. 2023, doi: 10.1038/s44172-023-00061-8.
- [36] Z. Hu and Z. Zhu, “Advancing Hybrid Quantum Neural Network for Alternative Current Optimal Power Flow,” *IEEE Transactions Power Syst.*, pp. 1–8, 2024, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2410.20275>
- [37] F. Amani and A. Kargarian, “Quantum- Inspired Optimal Power Flow,” in *2024 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, IEEE, Feb. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/TPEC60005.2024.1047228
- [38] P. Ellinas, S. Chevalier, and S. Chatzivasileiadis, “A hybrid quantum–classical algorithm for mixed-integer optimization in power systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 235, no. Psc, 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110835.
- [39] T. Morstyn, “Annealing-Based Quantum Computing for Combinatorial Optimal Power Flow,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 14, no. 2, pp. 1093–1102, Mar. 2023, doi: 10.1109/TSG.2022.3200590.
- [40] B. Salgado, A. Sequeira, and L. P. Santos, “A hybrid classical-quantum approach to highly constrained Unit Commitment problems,” pp. 1–16, 2024, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2412.11312>
- [41] L. A. Jansen, M. G. Botha, G. van Schoor, and K. R. Uren, “Increasing Renewable Energy Penetration on Low-Voltage Networks: An Expert Knowledge Approach,” *Electricity*, vol. 5, no. 4, pp. 804–825, 2024, doi: 10.3390/electricity5040040.

## 6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 6. Matriz de estado del arte

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.																												
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	MODELO DE OPTIMIZACIÓN AVANZADA	MICROGRIDS Y SISTEMAS DISTRIBUIDOS	POLÍTICAS Y SOSTENIBILIDAD	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS	REDUCCIÓN DE EMISIONES	FIABILIDAD Y ESTABILIDAD	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	GESTIÓN DE DEMANDA	LÍMITES TÉCNICOS	RESTRICCIONES ECONÓMICAS	REGULACIONES AMBIENTALES	LÍMITES OPERATIVOS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	MILP	MINLP	MPC	Optimización Estocástica	Heurísticos/Convexos	Reducción de Emisiones	Optimización de Costos	Integración de Renovables	Gestión de Demanda y Almacenamiento	
1	2019	Evaluating Strategies for Decarbonising the Transport Sector in Great Britain	16	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
2	2021	Techno-economic and environmental assessment of energy vectors in decarbonization of energy islands	42	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	2021	Large-scale Offshore Wind Farm Electrical Collector System Planning: A Mixed-Integer Linear Programming Approach	7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
4	2021	Multi-Year Planning of a Rural Microgrid Considering Storage Degradation	41	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
5	2020	Investment Planning Methodology for Complex Urban Energy Systems Applied to a Hospital Site	12	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	2019	Optimising Decarbonisation Investment for Firms towards Environmental Sustainability	14	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
7	2019	Energy Cost Optimization in Microgrids Using Model Predictive Control and Mixed Integer Linear Programming	10	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
8	2019	Linear Programming Applied to Expansion Planning of Power Transmission System	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
9	2021	Optimized Integration of a Set of Small Renewable Sources Into a Bulk Power System	7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
10	2020	Managing combined power and heat portfolios in sequential spot power markets under uncertainty	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
11	2023	Capacity Planning for Forming Sustainable and Cost-Effective Nanogrids	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	MODELO DE OPTIMIZACIÓN AVANZADA	MICROGRIDS Y SISTEMAS DISTRIBUIDOS	POLÍTICAS Y SOSTENIBILIDAD	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS	REDUCCIÓN DE EMISIONES	FIABILIDAD Y ESTABILIDAD	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	GESTIÓN DE DEMANDA	LÍMITES TÉCNICOS	RESTRICCIONES ECONÓMICAS	REGULACIONES AMBIENTALES	LÍMITES OPERATIVOS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	MLP	MINLP	MPC	Optimización Estocástica	Heurísticos/Convexos	Reducción de Emisiones	Optimización de Costos	Integración de Renovables
12	2019	Optimal Management of Energy Consumption and Comfort for Smart Buildings Operating in a Microgrid	118	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
13	2019	Robust Short-Term Electrical Distribution Network Planning Considering Simultaneous Allocation of Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems	7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
14	2022	Optimization of Building Energy based on Mixed Integer Linear Programming	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	2021	An optimal stochastic energy management system for resilient microgrids	78	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
16	2020	Hybrid Energy Network Management: Simulation and Optimisation of Large Scale PV Coupled with Hydrogen Generation	8	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
17	2023	A Computationally Efficient Formulation for a Flexibility Enabling Generation Expansion Planning	17	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	2022	Optimal Selection and Integration of Batteries and Renewable Generators in DC Distribution Systems through a Mixed-Integer Convex Formulation	7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
19	2019	On the role of H2 storage and conversion for wind power production in the Netherlands	12	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
20	2019	Heuristics for Transmission Expansion Planning in Low-Carbon Energy System Models	19	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	2022	Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems	129	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	2023	Handling Non-Linearities in Modelling the Optimal Design and Operation of a Multi-Energy System	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	2022	Demand Response Analysis Framework (DRAF): An Open-Source Multi-Objective Decision Support Tool for Decarbonizing Local Multi-Energy Systems	22	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	MODELO DE OPTIMIZACIÓN AVANZADA	MICROGRIDS Y SISTEMAS DISTRIBUIDOS	POLÍTICAS Y SOSTENIBILIDAD	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS	REDUCCIÓN DE EMISIONES	FIABILIDAD Y ESTABILIDAD	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	GESTIÓN DE DEMANDA	LÍMITES TÉCNICOS	RESTRICCIONES ECONÓMICAS	REGULACIONES AMBIENTALES	LÍMITES OPERATIVOS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	MILP	MINLP	MPC	Optimización Estocástica	Heurísticos/Convexos	Reducción de Emisiones	Optimización de Costos
24	2019	Effects of renewables deployment in the Spanish electricity generation sector	42	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	2017	Sharpening Focus on a Global Low-Carbon Future	6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
26	2023	Highlighting regional decarbonization challenges with novel capacity expansion model	6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27	2016	Contribution of Renewable Energy Potential to Sustainable Employment	43	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	2016	Modelling complex systems of heterogeneous agents to better design sustainability transitions policy	199	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
29	2021	A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies	309	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
30	2023	Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
31	2017	Planeación Estratégica. Fundamentos y aplicaciones	64	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
32	2024	Safari a la estrategia. Una visita guiada por la jungla del management estratégico	12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
33	2017	Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021-Toda una Vida	41	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
34	2020	Stochastic Optimization Model for Energy Management of a Hybrid Microgrid using Mixed Integer Linear Programming	12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
35	2021	Power system restoration using a mixed integer linear programming model	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
36	2021	Mixed-integer linear programming based optimization strategies for renewable energy communities	156	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
37	2014	Diseño de un modelo de planeación estratégica soportado en el sistema gerencial de Kaplan y Norton.	16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
38	2023	Análisis de los escenarios respecto al crecimiento de las energías no convencionales en el Ecuador para el año 2030	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	MODELO DE OPTIMIZACIÓN AVANZADA	MICROGRIDS Y SISTEMAS DISTRIBUIDOS	POLÍTICAS Y SOSTENIBILIDAD	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS	REDUCCIÓN DE EMISIONES	FIABILIDAD Y ESTABILIDAD	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	GESTIÓN DE DEMANDA	LÍMITES TÉCNICOS	RESTRICCIONES ECONÓMICAS	REGULACIONES AMBIENTALES	LÍMITES OPERATIVOS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	MLP	MINLP	MPC	Optimización Estocástica	Heurísticos/Convexos	Reducción de Emisiones	Optimización de Costos
39	2016	Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review	664	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
40	2021	Global Progress Toward Renewable Electricity: Tracking the Role of Solar	82	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
41	2013	Runoff estimates into the Weija reservoir and its implications for water supply to the Accra area, Ghana	22	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
42	2020	Energy and exergy analyses of S-CO <sub>2</sub> coal-fired power plant with reheating processes	29	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
43	2018	Informe Anual CENACE	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
44	2011	Adaptive Cylinder Balancing of Internal Combustion Engines	26	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
45	2022	Combustion of Emulsions in Internal Combustion Engines and Reduction of Pollutant Emissions in Isolated Electricity Systems	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
46	2017	Static Structural and Modal Analysis of Gas Turbine Blade	36	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
47	2021	A model for booster station matching of gas turbine and gas compressor power under different ambient conditions	5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
48	2021	Qualitative analysis in the reliability assessment of the steam turbine plant	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
49	2021	Efficient Depth Data Coding Method Based on Plane Modeling for Intra Prediction	5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
50	2022	National energy system optimization modelling for decarbonization pathways analysis: A systematic literature review	105	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
51	2019	Smart zero carbon city: key factors towards smart urban decarbonization	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
52	2014	Climate Change and Management	603	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA						
				DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	MODELO DE OPTIMIZACIÓN AVANZADA	MICROGRIDS Y SISTEMAS DISTRIBUIDOS	POLÍTICAS Y SOSTENIBILIDAD	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS	REDUCCIÓN DE EMISIONES	FIABILIDAD Y ESTABILIDAD	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	GESTIÓN DE DEMANDA	LÍMITES TÉCNICOS	RESTRICCIONES ECONÓMICAS	REGULACIONES AMBIENTALES	LÍMITES OPERATIVOS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	MLP	MINLP	MPC	Optimización Estocástica	Heurísticos/Convexos	Reducción de Emisiones	Optimización de Costos	Integración de Renovables	Gestión de Demanda y Almacenamiento
53	2010	A multi-period optimization model for energy planning with CO2 emission consideration	137	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
54	2015	Decentralized energy systems for clean electricity access	571	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
55	2016	An economic load dispatch of wind-thermal power system by using virtual power plants	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
56	2016	A distributed gradient algorithm based economic dispatch strategy for virtual power plant	6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
57	2018	Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar	373	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
58	2018	Techno-economic-environmental study of hybrid power supply system: A case study in Iran	125	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
59	2018	Óptima Respuesta a la Demanda y Despacho Económico de Energía Eléctrica en Micro Redes Basados en Árboles de Decisión Estocástica	5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
60	2020	Planeación de Despacho Óptimo de Plantas Virtuales de Generación en Sistemas Eléctricos de Potencia mediante Flujos Óptimos de Potencia AC	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
61	2016	Economic sizing of a hybrid ( PV – WT – FC ) renewable energy system ( HRES ) for stand-alone usages by an optimization-simulation model: Case study of Iran	317	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
62	2020	Techno-economic assessment for energy transition from diesel-based to hybrid energy system-based off-grids in Saudi Arabia	31	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
63	2017	Techno-economic analysis of hybrid system for rural electrification in Cambodia	58	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
64	2019	Advances in Industrial Control Model Predictive Control of Microgrids	268	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN RENOVABLE MEDIANTE EL ALGORITMO HÍBRIDO CUÁNTICO-CLÁSICO QAOA PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.

ITEM	DATOS		CITAS	TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	MODELO DE OPTIMIZACIÓN AVANZADA	MICROGRIDS Y SISTEMAS DISTRIBUIDOS	POLÍTICAS Y SOSTENIBILIDAD	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS	REDUCCIÓN DE EMISIONES	FIABILIDAD Y ESTABILIDAD	INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	GESTIÓN DE DEMANDA	LÍMITES TÉCNICOS	RESTRICCIONES ECONÓMICAS	REGULACIONES AMBIENTALES	LÍMITES OPERATIVOS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	MILP	MINLP	MPC	Optimización Estocástica	Heurísticos/Convexos	Reducción de Emisiones	Optimización de Costos	Integración de Renovables	Gestión de Demanda y Almacenamiento
65	2017	A Closer Look at State of Charge (SOC) and State of Health (SOH) Estimation Techniques for Batteries	217	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
66	2020	Demand response programs in multi-energy systems: A review	61	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
67	2020	Implementation of a demand-side management solution for South Korea's demand response program	21	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
68	2017	Aggregation potentials for buildings-Business models of demand response and virtual power plants	102	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
69	2016	Making Demand Response a Reality in Europe: Policy, Regulations, and Deployment Status	32	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
70	2020	Integration of Wind and Demand Response for Optimum Generation Reliability, Cost and Carbon Emission	40	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
			CANTIDAD :	45	26	44	20	30	47	36	27		27	53	51	34	39	29	28	3	4	16	24	30	32	29	20

## 6.2 Resumen de Indicadores

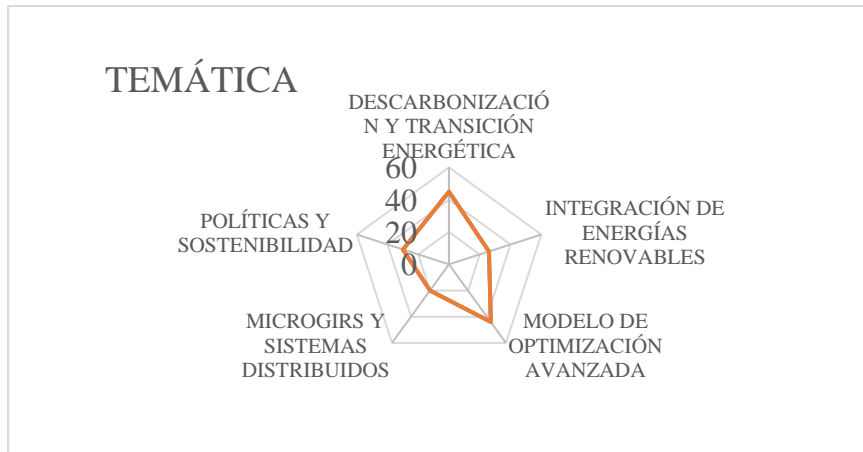


Figura 9. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

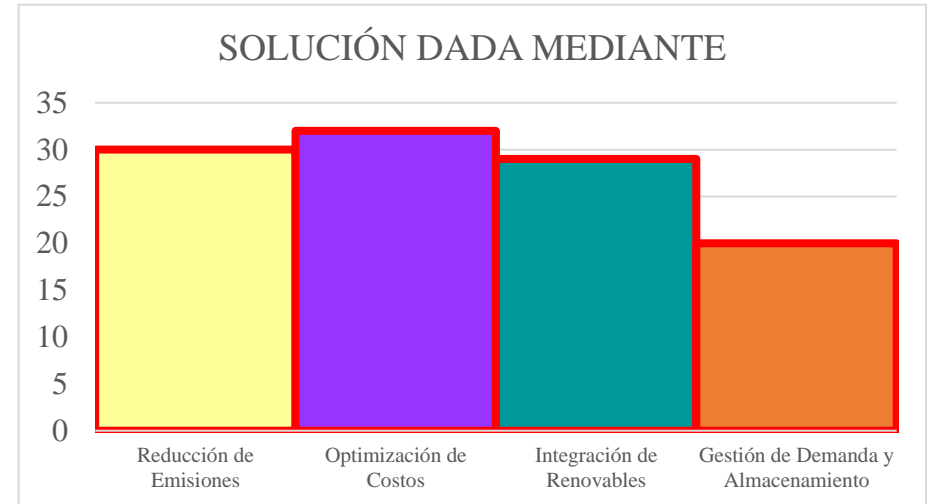


Figura 11. Indicador de solución - Estado del arte

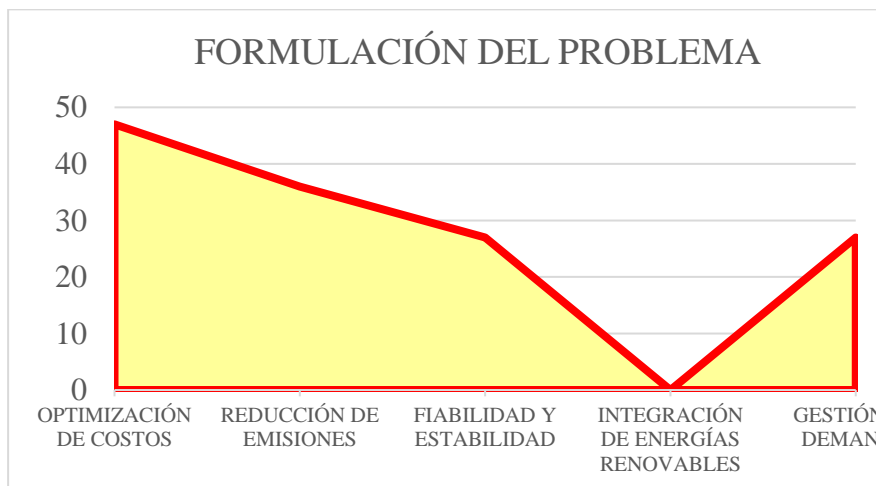


Figura 10. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

