

**DESPACHO ECONÓMICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO EL
COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO DE CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE
ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
DESPACHO ECONÓMICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO DE CENTRALES
DE GENERACIÓN A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES**

**AUTOR:
DAVID FERNANDO ORBEA LEÓN**

**TUTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito, febrero 2021

David Fernando Orbea León

DESPACHO ECONÓMICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO DE CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



David Fernando Orbea León (Y'1990-M'02). Realizó sus estudios secundarios en el colegio Adventista “Ciudad de Quito”, se graduó de Bachiller en Ciencias. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo de investigación se basa en considerar el comportamiento de las centrales de generación con energías renovables no convencionales al momento de ingresar al despacho económico en el Sistema eléctrico de Potencia ya que presentan comportamientos estocásticos, también se considera el comportamiento de la demanda ya que varía según la necesidad del usuario. dorbea@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza (Y'1981-M'12). Se graduó como Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en el año 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de doctor en ingeniería de la Universidad Politécnica Bolivariana – Medellín, Colombia. Es profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación GIREI (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes – Smart Grid Research Group). dcarrion@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS ©2021
Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación denominado *DESPACHO ECONÓMICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO DE CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES* realizado por DAVID FERNANDO ORBEA LEÓN, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, febrero 2021



Diego Francisco Carrión Galarza
Cédula de identidad: 1713703062

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, David Fernando Orbea León, con documento de identificación N° 1724369580, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *DESPACHO ECONÓMICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO DE CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES*, mismo que 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 aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



.....
Nombre: David Fernando Orbea León

Cédula: 1724369580

Fecha: febrero 2021

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación se lo dedico a quien ha estado todos los días de mi vida otorgándome, sabiduría e inteligencia y cuidado para tomar buenas decisiones. Ya que por el fuimos y somos, gracias Dios. A mis padres quienes han sido esos ángeles que han formado mi carácter, valores y han sido un pilar fundamental en cada paso de mi vida. A mis hermanos por su apoyo incondicional en cada momento difícil que me encontrado. A mi esposa, ya que con su ayuda incondicional me da fuerzas para no dejarme derrotar en cada batalla. Y finalmente dedico este trabajo a mis dos regalos del cielo a Ammy Camila y Lyah Julieth por darme la alegría inigualable con tan solo saber que están junto a mí.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por brindarme inteligencia y sabiduría durante toda mi vida, a mis padres y hermanos que siempre creyeron en mí y me dieron todo el apoyo necesario para culminar mis estudios universitarios.

Agradezco a mi esposa por el apoyo brindado en todo momento difícil, su incasable paz y alegría que transmite e inunda para seguir adelante.

Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana, quien me dio la oportunidad de forjarme como profesional, a mis amigos donde compartí todo el proceso universitario e ingenieros los cuales supieron instruirme.

Agradezco al Ingeniero Diego Carrión, quien ha dado de su tiempo para ser el tutor del presente artículo, por la apertura para dirigir el trabajo desarrollado y por ser una gran persona y amigo en los momentos más difíciles.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	2
DESPACHO ECONÓMICO	6
2.1 Despacho económico Convencional	7
2.2 Despacho económico no Convencional	8
CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	8
3.1 Generación Hidráulica	9
3.2 Generación Eólica	9
3.3 Generación Solar-fotovoltaica	10
VARIABLES EN LAS ERNC.....	11
4.1 Velocidad del Viento.....	11
4.1.1 Valor promedio	11
4.1.2 Rampa de velocidad	11
4.1.3 Componente de Ráfaga	12
4.1.4 Turbulencia	12
4.2 Radiación Solar	12
4.2.1 Radiación Solar total horaria.....	13
4.3 Demanda Eléctrica	14
4.3.1 Demanda Diaria	14
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	15
5.1 Metodología ERNC.....	16
5.2 Metodología flujo de potencia DC.....	18
5.3 Metodología despacho económico-Lambda Iterativo.....	18
ANÁLISIS DE RESULTADOS	19
6.1 TMY-ERNC.....	19
6.2 Flujo de potencia.....	24
6.3 Despacho Económico.....	24
CONCLUSIONES	26
TRABAJOS FUTUROS Y RECOMENDACIONES.....	27
REFERENCIAS.....	27
9.1 Matriz de estado de arte	33
9.2 Resumen de Indicadores	39

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Despacho Económico con ERNC.....	6
Figura 2. Curva Demanda Diaria.....	14
Figura 3. Curva Residencial.....	15
Figura 4. Curva Comercial.....	15
Figura 5. Curva Industrial.....	15
Figura 6. Curva Alumbrado público.....	15
Figura 7. Temperatura de Enero.....	21
Figura 8. Humedad de Enero.....	21
Figura 9. Velocidad del Viento de Enero.....	21
Figura 10. Radiación de Enero.....	21
Figura 11. Valores CDF-Tmax-mes de enero.....	21
Figura 12. IEEE 14-BUS.....	24
Figura 13. Ángulos flujo.....	24
Figura 14. Enero 1 TMY-Eólico.....	24
Figura 15. Enero 1 TMY-Solar Fotovoltaico.....	24
Figura 16. Junio 23 TMY-Eólica.....	25
Figura 17. Junio 23 TMY-Solar Fotovoltaico.....	25
Figura 18. Diciembre 01 TMY-Eólico.....	25
Figura 19. Diciembre 01 TMY-Solar Fotovoltaico.....	25
Figura 20. Despacho Económico #01.....	26
Figura 21. Despacho Económico #02.....	26
Figura 22. Despacho Económico #03.....	26
Figura 23. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.....	39
Figura 24. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	39
Figura 25. Indicador de solución - Estado del arte.....	40

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Factores de corrección-clima	13
Tabla 2. Radiación solar total horaria	13
Tabla 3. Factores de peso climáticos.....	17
Tabla 4. Variables meteorológicas	20
Tabla 5. Valores de coeficiente WS	22
Tabla 6. Valores de coeficiente WSS para los meses preseleccionados	22
Tabla 7. Meses seleccionados para el año meteorológico.....	22
Tabla 8. Año meteorológico (día uno)	23
Tabla 9. Matriz del estado del arte	33

DESPACHO ECONÓMICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO DE CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

Resumen

En el presente documento se muestra un estudio de despacho económico con energías renovables no convencionales (ERNC), tomando en cuenta las fuentes de generación eólica y solar. Se enmarca el análisis en el comportamiento de las variables estocásticas que influyen en las ERNC al momento que ingresan al sistema de potencia (SEP). Para llevar a cabo este estudio, se desarrolló una metodología donde se describe en primera instancia un tratamiento de datos obtenidos, con el objetivo de construir un año meteorológico típico (TMY). En segundo lugar, se realiza un modelo heurístico de programación para el despacho económico a corto plazo, conociendo el comportamiento de disponibilidad de los recursos diarios. Finalmente, en tercer lugar, se comprobó los resultados de la metodología, donde el comportamiento estocástico de las ERNC y la demanda en el SEP fue muy variante, pero sabiendo en qué momento del día de un TMY es más aprovechado el recurso; partiendo de ese punto se aplicó el flujo DC y respectivamente el despacho económico (λ -iterativo) donde se cumple con el aporte al momento de cubrir una demanda aleatoria diaria disminuyendo la generación convencional. Conociendo el comportamiento de las ERNC se especifica horarios de mayor aporte y con ello se elabora una planificación operativa en el sistema de generación.

Palabras Clave: Despacho económico, Despacho del sistema de potencia, Energías renovables, Energía eólica,

Energía solar, Planeación del sistema de potencia.

Abstract

At the present document shows an economic dispatch study thought of non-conventional renewable energies (NCRE), taking into account the sources of wind and solar generation. The analysis is framed in the behavior of the stochastic variables that influence the NCRE at the moment they enter the power system (SEP). To carry out this study, a methodology was developed which first describes a treatment of the data obtained, with the aim of constructing a typical meteorological year (TMY). Second, a heuristic programming model is made for short-term economic dispatch, knowing the behavior of availability of daily resources. Finally, in third place, the results of the methodology were verified, where the stochastic behavior of the NCRE and the demand in the SEP was very variable, but knowing at what time of the day of a TMY the resource is most used; Starting from that point, the DC flow was applied and, respectively, the economic dispatch (λ -iterative) where the contribution is analyzed at the time of covering a daily random demand. Knowing the behavior of NCRE, schedules of greater contribution are specified and with this an operational plan can be elaborated in the generation system.

Keywords: economic dispatch, power system dispatch, renewable energies, wind power, solar energy, power system planning.

1. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) permiten abarcar un estudio extenso en la generación, transmisión, distribución y demanda con el fin de satisfacer al cliente final con energía eléctrica de buena calidad; por lo que se toma en cuenta algunos requerimientos técnicos basándose en la cantidad, la confiabilidad y estos relacionados entre sí con la calidad de servicio. El SEP como tal debe ser planificado tanto en su expansión como en su operación para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica [1]–[6].

En el SEP se refiere a la operación y el control como un proceso múltiple donde se requiere la iteración de diferentes niveles jerárquicos que son analizados por tiempo; y de estos se desprende el estudio del despacho económico (DE), que va ligado al incremento expedito de la población mundial; por lo cual los niveles de demanda de energía eléctrica aumentan, presentando problemas en el despacho económico en diferentes sistemas de cada país, por ello una planificación en la generación vs la demanda va a permitir que todo el sistema opere a un costo mínimo y minimizando las fallas que se puedan presentar en el SEP [1], [7], [8].

De acuerdo a la planificación operativa, los resultados de simulación por día se pueden determinar con un despacho aproximado para el siguiente y con ello estabilizar costos. Para cubrir variaciones de demanda en aumento, para ello se recurre a las energías renovables no convencionales (ERNC) y así disminuir considerablemente costos operativos en la generación. Las ERNC permiten evaluar de diferente aspecto al SEP, por lo que se considera un recurso sin costo; pero a la vez se inserta un término de intermitencia al momento de estar presente para cubrir cierta demanda, por lo que debemos

considerar un comportamiento estocástico el cual puede ser analizado al momento que ingresen al sistema [1]. Las ERNC están en aumento ya que presentan soluciones al combinar nuevas tecnologías que sean amigables con el medio ambiente y llegando a lugares de difícil acceso. Los problemas que se van presentando a las ERNC es la variabilidad en el tiempo, como es en el caso de fuentes de generación solar y eólica que se encuentran sujetas a las condiciones ambientales. Para que el SEP opere de manera más confiable se debe realizar modelos donde se analizan todas las variables estocásticas presentes [1], [6], [9].

En [10], se considera el incremento de la demanda, donde se analiza la curva que varía en el día, se considera parámetros para un análisis completo ya que siempre va ir correlacionado con las fuentes de generación. Al establecer estudios probabilísticos del comportamiento impredecible de los recursos naturales y la demanda, se obtienen registros históricos con los que se mitiga el problema de la incertidumbre, proponiendo un año meteorológico [11]. Los autores en [11] con la finalidad de abastecer la demanda, establecen diferentes soluciones donde se involucran sistemas híbridos, estos se componen de la generación convencional y las ERNC, donde la solución para el despacho económico se va encontrar reflejado en las fuentes que permitirán reducir costos en la generación [12].

Se puede citar algunas investigaciones [5]–[14], las cuales engloban diferentes estudios y proponen diferentes modelos donde el objetivo en común es un despacho económico óptimo donde se reflejan en los costos operativos. Pero al momento donde ingresa las ERNC se obtienen mejores resultados;

por lo que se amplifica el campo de estudio al momento de hablar de todas las variables estocásticas.

Los autores en [13], proponen un modelo para el despacho económico restringido por las emisiones de contaminantes donde analizan las curvas generadas de combustible, donde se recalca una planificación diaria basándose en las políticas de control de emisiones, donde realizan un análisis de curvas de costo vs el medio ambiente. Entre otros algoritmos de inteligencia artificial (BMO)(GSA) donde realizan un enfoque heurístico, para encontrar una combinación óptima de potencia de salida, minimizando costos de combustible y satisfaciendo los costos de operación y la demanda [14], [17], [25].

En [18], se describe un modelo de despacho económico de energía activa (APED), tomando en cuenta los problemas no lineales que se presentan, por lo que proponen una matriz de admitancias donde determinan minimizar los costos de generación por combustible, donde proponen generación de potencia activa en cualquier tiempo determinado y las curvas de costo como funciones continuas, donde se considera algunas restricciones de equilibrio de la potencia y las pérdidas de transmisión; y se comprueba el modelo mediante el método de principio de velocidad micro incremental y experimentos numéricos.

En [19], se describe un modelo donde proponen un algoritmo de inteligencia artificial donde buscan como objetivo dividir la demanda entre algunos generadores para satisfacer al cliente, considerando que el sistema no es lineal, se considera las zonas prohibidas de operación en los generadores ya que existen rangos de

potencia donde no pueden operar. Por lo que realizan un proceso de selección para controlar la salida de generación. Predecir el comportamiento social ayuda a la optimización de generación de salida para abarcar toda la demanda a pesar de las limitaciones que puedan ocurrir, ya que siempre se tendrá disponibilidad [20].

En [21], se propone un mecanismo integrado donde realiza una iteración entre la respuesta a la demanda en un sistema integrado (IDR), y se modela diferentes acoplamiento de demanda para simular la variaciones de consumo, sabiendo así un nivel definido de carga y con ello gestionar la forma más económica de entregar energía asegurando precisión y velocidad de resultados [23], estableciendo un balance de generación vs consumo para la toma de decisiones de compensación. Además realizan un análisis para reducir el consumo de energía, creando un incentivo por disminución de consumo de potencia a los clientes, para establecer una forma de minimización de costos [22].

En [24], se describe un modelo donde se desarrolla una programación dinámica para despacho económico (DE), es enchufable en cualquier momento justo cuando sea necesario cubrir la demanda, tomando en cuenta restricciones convexas; se desarrolla formulas recursivas para calcular las funciones cuadráticas e incluyendo las capacidades de generación restringidas. Se aplica a diferentes casos como el despacho no convexo, zonas prohibidas de operación con pérdidas de transmisión y restricciones de rampa no convexas.

Los problemas de la distribución para sus diferentes periodos se pueden dar en el transcurso del tiempo los cuales se pueden resolver mediante algoritmos

inteligentes híbridos (PSO y AFSA) [15], basándose en los problemas de optimización que existen, y se pueden dar soluciones con el concepto de satisfacción máxima ajustándose a la situación del momento. El algoritmo híbrido de enjambre de peces artificial enjaulado de partículas para los problemas de despacho, se puede describir como un algoritmo con excelente estabilidad ya que existe cantidades de cálculo masivas, pero existe incapacidad de cálculo en poco tiempo. Un análisis comprobado nos describe como una optimización en menor tiempo, beneficia en forma física al sistema [16], [26]–[31].

La incorporación de energías renovables producen un sin número de beneficios, principalmente en la reducción de los gases de efecto invernadero y disminución de costos en generación por lo que las nuevas investigaciones se enfocan en el estudio de todas las variables estocásticas que involucran; por lo tanto encontramos diferentes autores que proponen un despacho económico con energías limpias y sin costos por lo que se disminuirá notablemente el costo de operación [32]–[34]; a continuación se describen las siguientes investigaciones .

En [35], se describe un modelo de despacho económico donde toman en cuenta la predicción de la carga y analizan como cubrir con energía renovable, el modelo de optimización de despacho diario y en tiempo real de un sistema integrado de energía (algoritmo BSO), estudia y analiza el problema de optimización no lineal (algoritmo CCSO), para garantizar la diversidad de la población, por ese motivo este modelo tiene dos etapas (CCSO-BSO), donde se requiere resolver los problemas más urgentes al coordinar la salida de potencia de cada

unidad involucrada, por lo que ya se involucran las energías renovables, al momento de describir un despacho diario de coordinación y comportamientos, se presenta la incertidumbre. Realizando una predicción de carga, se puede ir planificando el despacho y optimizando recursos.

En [36], se describe un modelo de despacho en micro redes y observamos como introducen las ERNC, donde se contemplan sus diferentes condiciones de incertidumbre. Describiendo un mercado independiente, y como un sistema de despacho jerárquico establece el comercio de energía, adaptándose a un modelo robusto de optimización donde se considera la incertidumbre de las fuentes y cargas de energía renovable aleatoria, recalcan un despacho en paralelo con una aproximación cuadrática, sin considerar las características estocásticas del comercio de energía.

En [37], se analizan los aspectos que tiene las plantas de generación de ERNC en el precio del mercado, ya que compiten libremente con las demás plantas convencionales, por lo que encuentran un balance con los demás proveedores para no afectar a la continuidad del suministro.

En [10], [38],[39], se describe sistemas que se forman específicamente por fuentes de energía Eólica, Solar y como soporte las energías convencionales, para ellos se establece una programación dinámica probabilística con la cual se realiza el estudio estocástico de los recursos no convencionales y con ello tener presente una demanda diaria que sea cubierta, se establecen árboles de escenarios para mostrar la eficacia de disponibilidad en generación vs demanda. Las variables a considerar

como la velocidad del viento y la radiancia solar en diferentes horas del día llevan consigo un estudio de adaptaciones programadas donde las restricciones se calculan mediante Montecarlo y Runof el flujo óptimo de cada interacción, o dependiendo el algoritmo a usar en sus diferentes modelos de optimización heurística [40].

En [1], se describe un sistema real, donde se realiza un tratamiento de las ERNC, donde se representa procesos estocásticos mediante la distribución de Weibull, donde con técnicas de simulación de Montecarlo; se toma en cuenta el clima en sus diferentes periodos del año ; se analiza y determina la potencia de salida que pueden suministrar las fuentes renovables a corto plazo [41] .

Al analizar el SEP se puede encontrar diferentes estudios donde se requiere como solución la penetración de ERNC en forma de sistemas híbridos de generación [11], [12], [42]–[46] por lo que se refleja un estudio de identificación, donde los modelos sean más confiables al momento que ingresen al sistema para cubrir la demanda [47]–[49]. Un abordaje donde se puede analizar los sistemas híbridos, son con las técnicas heurísticas y metaheurísticas ya que arroja mejores resultados empíricos al momento de estimar un despacho económico con una alta incertidumbre de energía y demanda [50] , por lo que se puede describir varias escenas más probables que se pueden presentar. Por lo que un enfoque adaptativo es la que puede describir mejor el aumento continuo de energía utilizada y se puede realizar un ajuste de penetración de energía renovable [51], [52] .

En [53],[54], el despacho económico en tiempo real, considera la

variabilidad de la demanda y de las energías renovables. El modelo secuencial dinámico, describe la búsqueda de horarios óptimos de generación para cubrir la demanda, realizando un muestreo minuto a minuto de los costos en tiempo real. En un sistema de potencia real se necesitaría un monitoreo meteorológico a lo largo de diferentes nodos, donde se pueda tener información asertiva [55], pero se trabaja de cierto modo con una aproximación del comportamiento histórico de las fuentes renovables [56].

En un enfoque mundial, se han realizado estudios aplicados a las ERNC [42]–[46], donde su análisis en común es la disminución de contaminación, tomando en cuenta las variables estocásticas como punto central, donde analizan de forma probabilística el comportamiento de energía primaria, pero basando en una micro red, en el caso de Ecuador analizan de la misma forma [1], tomando en cuenta las diferentes horas de disponibilidad del recurso; sin tomar en cuenta un enfoque a gran escala para que forme parte de un sistema interconectado nacional.

El artículo describe una metodología para resolver los problemas del despacho económico a corto plazo en el sistema eléctrico de potencia donde se tomarán en cuenta las ERNC (figura.1), como punto característico su disponibilidad de energía primaria al momento de ingresar en la generación, considerando la variabilidad de la demanda diaria de veinticuatro horas. También se considera la cargabilidad de las líneas de transmisión, el balance de potencia, capacidades de las centrales y voltaje nodal. Las ERNC a considerar es la energía eólica y solar fotovoltaica, en las que se analiza mediante técnicas probabilísticas el

comportamiento de las variables estocásticas como son la velocidad del viento y la radiación solar, para ello se conforma un TMY. Se realiza a través de una técnica heurística la evaluación

del modelo IEEE-14 bus mediante el software Matlab.

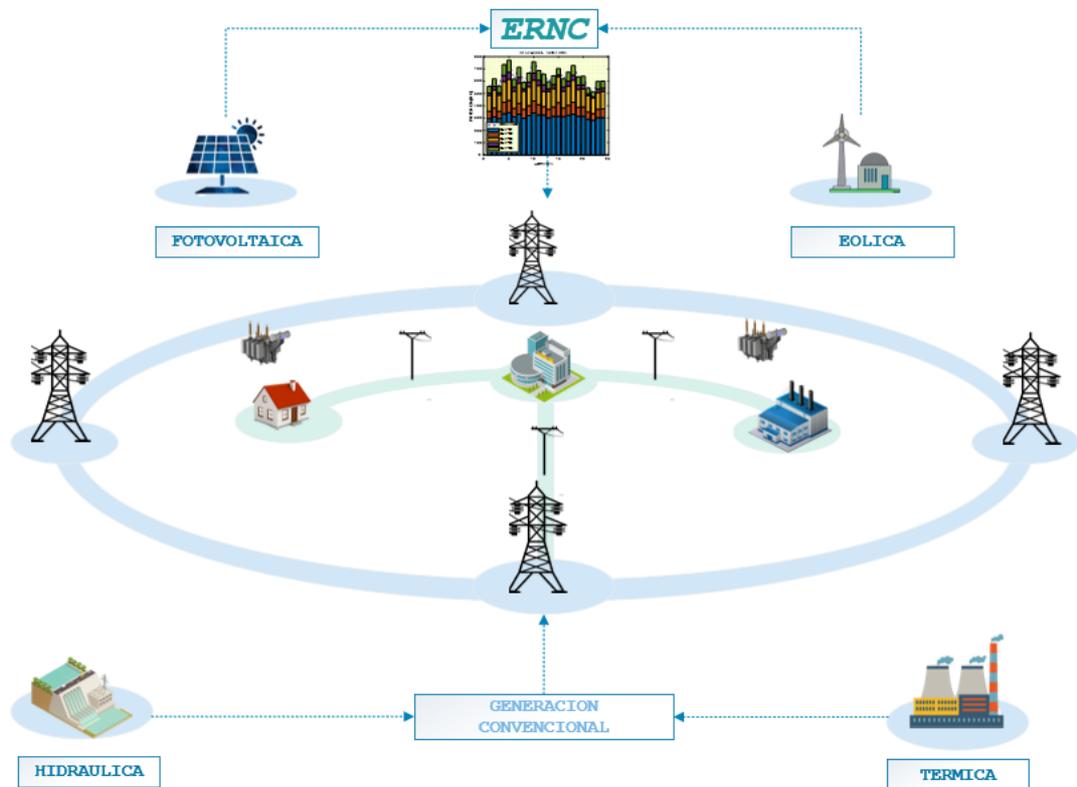


Figura 1. Despacho Económico con ERNC

La investigación de aquí en adelante se dividirá de la siguiente manera: Se revisará conceptos que influyen en el despacho económico (2. Despacho económico), como también de las Centrales con ERNC (3. Centrales de Generación a base de energías renovables) y las características de las variables estocásticas de las fuentes eólicas y solares fotovoltaicas al momento que ingresan al SEP (4. Variables en las ERNC). Tomando en cuenta los conceptos y trabajos realizados se realizará la descripción del problema en el DE, por lo que se desarrollará el algoritmo con una técnica heurística, para describir los resultados con generación convencional y ERNC, se evaluará en el modelo IEEE-14bus. Se realiza un análisis de datos meteorológicos para

encontrar las características de las ERNC al ingresar al sistema (5. Formulación del problema). En la sexta parte del documento se analizará los resultados obtenidos (6. Análisis de Resultados) seguido por las conclusiones (7. Conclusiones) y finalmente se presenta los trabajos futuros y recomendaciones (8. Trabajos futuros y recomendaciones).

2. Despacho económico

El despacho económico se define como la distribución de carga en las diferentes estaciones de generación, sabiendo que como objetivo principal es la disminución de costos al momento de suministrar energía, basados en los términos de confiabilidad y calidad.

Tomando en cuenta las restricciones que se puedan presentar en la oferta y la demanda [2].

Obtener una adecuada aplicación de los recursos energéticos para la generación en el SEP, permite obtener un despacho donde se está considerando las restricciones que se puedan presentar durante los diferentes periodos de tiempo.

En [57] el despacho económico asignamos la cantidad de potencia a las diferentes unidades que se encuentre en la parte de generación tomando en cuenta el tiempo determinado en el que se encontrara suministrando energía, para cubrir la demanda dispuesta y con ellos minimizar los costos. Una vez determinada la potencia designada a cada central sea convencional o no convencional, se designa el tiempo de suministro que se encontrara acoplado al SEP, mientras que ingresa otro tipo de generación o un similar, cada una de las centrales que ingresen o se desacoplen tienen independencia de funcionamiento como en costos, ya que depende de la energía primaria que usen.

Los costos que ingresan en el despacho son variados pero los que se minimizan es el consumo del combustible, y las pérdidas que se puede ocasionar en el sistema. Por lo que se debe considerar la respuesta máxima de la demanda, donde se incluye todas las pérdidas y los límites técnicos de los generadores. Entre otras restricciones son los límites de capacidades de transmisión en las líneas y el medio ambiente al momento de obtener nuestra energía primaria.

Los modelos de costo de las unidades que intervienen en el SEP están descritos a continuación [58] :

$$C(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (1)$$

P_{Gi} : Potencia del generador de salida i [Mw], [p.u].

a_i, b_i, c_i : Coeficientes de costos de combustible.

Despacho económico con su primera aproximación sin considerar pérdidas.

$$\min F = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (2)$$

$$\text{sujeto a } \left(P_D - \sum_{i=1}^n (P_{Gi}) \right) = 0 \quad (3)$$

P_{Gi} : Potencia del generador de salida i [Mw], [p.u].

P_D : Potencia demanda.

Considerando las pérdidas del DE

$$\min F = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (4)$$

$$\text{sujeto a } \left(P_D + P_L - \sum_{i=1}^n (P_{Gi}) \right) = 0 \quad (5)$$

P_{Gi} : Potencia del generador de salida i [Mw], [p.u].

P_D : Potencia demanda.

P_L : Pérdidas en las líneas.

2.1 Despacho económico Convencional

El despacho económico convencional determina las potencias que deben establecerse por la generación en cada una de las unidades que estén disponibles para cubrir la demanda requerida en los diferentes periodos de tiempo tomando en cuenta el menor costo que se pueda generar. El despacho Económico convencional está conformado de centrales que utiliza combustibles fósiles o hidroeléctricas de gran tamaño para poder generar electricidad. Al momento de analizar los recursos que intervienen en este tipo de despacho se

considera aspectos técnicos, geográficos y económicos [57].

Se toma en cuenta la demanda y sus diferentes picos que deben ser cubiertos a sus diferentes plazos de tiempo, como también la asignación de potencia de salida y que unidad ingresa al SEP y una inversión a un plazo futuro para nuevos sistemas de generación y transmisión.

El despacho en las centrales térmicas describe sus variables de forma directa en los costos de combustibles, es representada como funciones cuadráticas y describe restricciones operativas del sistema mas no en un futuro. El despacho en las centrales hidrotérmicas tiene restricciones con características dinámicas ya que pueden ocasionar en el futuro algunos cambios, siempre tomando en cuenta un plan a mediano y corto plazo [57].

Entre las características más relevantes de en un despacho convencional, son los grandes inconvenientes que tienen contra el medio ambiente ya que generan un gran impacto con los gases y todas las partículas que emiten, provocando daños a la atmosfera [57].

2.2 Despacho económico no Convencional

El despacho económico no convencional define su interés como un despacho convencional, pero tomando en cuenta centrales de generación con diferentes recursos para generar energía eléctrica. Las centrales de generación son más amigables con el medio ambiente y son parte de las nuevas tecnologías limpias; ya que su fuente primaria ya no depende únicamente de los combustibles fósiles. Las centrales de generación no convencionales se describen a base de energías renovables. Entre las fuentes consideradas renovables no convencionales se encuentra la energía eólica, solar, mareomotriz, geotérmica,

hidráulica en ciertos aspectos y biocarburantes que contribuyen a reducir las emisiones de gases dañinos para el medio ambiente ya que reducen el efecto invernadero, diversifica los suministros energéticos y ayuda a la disminución de los mercados con combustibles fósiles como el petróleo y el gas [59].

El despacho económico no convencional esté ligado de forma directa a la disponibilidad de sus energías y a su geografía para aprovechar de mejor manera el recurso, entre sus dificultades se encuentran los recursos que no tienen embalse por lo que presenta variaciones considerables y a su vez la dificultad de transporte a diferencia de los combustibles fósiles [60]. Al momento que la generación eléctrica centralizada tiene picos de consumo muy grandes, y es complicado la participación de las ERNC, sumando los costos altos de inversión y muchos de los mercados son muy competitivos. Pero cada vez ingresan con mayor determinación real de costos, ahí es cuando comienza a tener ventajas con los despachos convencionales y por todos los beneficios que brindan al sistema y al medio ambiente. En Europa ocupa una posición muy importante la penetración de este tipo de despacho donde aprovechan sus puntos máximos de generación en el día [59].

3. Centrales de Generación a base de Energías Renovables

Las energías renovables en el transcurso de los años comienzan a incrementar en el mundo, por lo que es amigable con el medio ambiente y el costo de la energía primaria es gratuita. Las energías renovables se definen de la siguiente manera: como a la energía que se adquiere de todas las fuentes

naturales que pueden existir y con una característica esencial que son inagotables, por la cantidad o por su capacidad de producirse o regenerarse por medios naturales [59].

Las energías renovables se clasifican en: Energías renovables convencionales (ERC) y no convencionales (ERNC), entre las ERC están tomadas en cuenta las centrales hidráulicas de gran tamaño. Por su gran desarrollo ya en el mundo, como una forma de extraer energía eléctrica, tomando en cuenta la potencia que es diseñada se considera renovable, como no convencional. Entre las ERNC encontramos a la generación solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, geotérmicas, mareomotriz, biomasa y las centrales hidroeléctricas pequeñas [59].

3.1 Generación Hidráulica

La generación hidráulica es la energía que proviene de la energía estática y potencial del agua, este recurso proviene de nevados, lluvia, y ríos donde son captados por represas para ser direccionados, donde la fuerza del agua mueve turbinas produciendo energía mecánica y esta a su vez a energía eléctrica. A partir de la revolución industrial surgió la producción en gran escala. Conociendo su gran aporte con el medio ambiente por su reducción de contaminación [61].

La generación hidráulica genera energía eléctrica a un costo promedio-bajo en comparación a la generación que involucra combustibles, el recurso que se utiliza es el agua que se encuentra almacenada en un embalse. Por esa razón ingresa a un problema de obtención de recursos primarios para su generación ya que involucra incertidumbres en el tiempo, por sus

diferentes periodos temporales en los que puede variar en el año [61].

Conociendo que las centrales hidroeléctricas presentan embalses de regulación donde acumulan agua en todos los periodos de lluvia para los periodos de sequía. Centrales con embalses pequeños donde acumulan agua los fines de semana y días de vacaciones para días normales; también hay las centrales donde hay una regulación diaria y acumulan agua durante el día y son usados en horas donde sube la demanda.

La generación hidráulica puede producir una potencia nominal considerando diferentes análisis de rendimiento y se la puede describir como [61]:

$$p = g \times \rho \times \eta_t \times \eta_g \times hl \times q \times 10^{-3} \quad (6)$$

p : potencia generada [MW].

g : Aceleración de la gravedad [m/s].

ρ : peso específico del agua [Kg/m³].

η_t : rendimiento de la turbina [%].

η_g : rendimiento del generador [%].

hl : Altura del salto líquido [m].

q : Caudal turbinado [m³/s].

3.2 Generación Eólica

La generación eólica se describe como la energía que su nacimiento es producido del movimiento del viento [59]. Este movimiento es producido por las diferentes presiones que se encuentran en la tierra en sus diferentes lugares, de presiones altas a una menor. Para la generación eléctrica mediante el viento se realiza un estudio de una zona específica donde se obtiene un movimiento del viento constante, donde se instalan las torres con

aerogeneradores para convertir esta energía renovable en energía eléctrica apta para cubrir una cierta demanda. La Generación eólica produce potencia a través de sus turbinas eólicas y se la puede describir mediante la siguiente ecuación [10]:

$$P = \frac{1}{2}(\rho * A * u^3) \quad (7)$$

P : Potencia.

ρ : Densidad del aire.

A : Área cubierta por el viento.

u : Velocidad del viento.

Los cálculos de la potencia de generación eléctrica por un aerogenerador se pueden describir entre dos límites como describe las curvas típicas de potencia de un aerogenerador, fuera de esos límites la potencia es cero [62].

$$P(v) = \left\{ \begin{array}{ll} 0 & 0 \leq v \leq v_{ci} \\ P_{rated} * \frac{(v - v_{ci})}{(v_r - v_{ci})} & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{rated} & v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & v_{co} \leq v \end{array} \right\} \quad (8)$$

$P(v)$: Potencia del viento.

P_{rated} : Potencia nominal [W].

v_{ci} : Velocidad del viento de inicio.

v_{co} : Corte de Velocidad del viento.

v_r : Velocidad del viento nominal.

3.3 Generación Solar-fotovoltaica

La generación fotovoltaica se describe como la transformación de forma directa de la radiación solar mediante

paneles que contienen celdas en paralelo o serie a electricidad [59]. Los paneles fotovoltaicos son excitados por la radiación solar por la que los electrones de un dispositivo semiconductor generan un diferencial de potencial (voltaje); dependiendo de la conexión de las celdas se obtiene mayor o menor diferencial de potencial. Mediante las diferentes características del fabricante el panel fotovoltaico se puede determinar la potencia.

Podemos describir la generación fotovoltaica mediante la ecuación que se describe en [10], donde la potencia de una celda fotovoltaica se puede expresar como:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{(NOCT - 20)}{800} * G \quad (9)$$

T_{cell} : temperatura de la celda [°C].

T_{amb} : temperatura del ambiente [°C].

$NOCT$: Condición de temperatura nominal [°C].

G : Irradiación Solar [W/m²]

$$P_{ph} = P_{stc} = \left\{ \frac{G}{1000} [1 + \alpha (T_{cell} - 25)] \right\} \quad (10)$$

P_{ph} : Potencia de salida de la celda.

P_{stc} : Potencia bajo condiciones estándar de prueba [W].

G : Irradiación Solar [W/m²].

α : Coeficiente de potencia – temperatura [%/°C].

T_{cell} : temperatura de la celda [°C].

También podemos describir la potencia que van a entregar las centrales de generación como [1]:

$$P_{pv} = \left[P_{pv,st} * \frac{G}{1000} * [1 - C_i * (T_j - 25)] \right] * N_{PVs} * N_{PVp} \quad (11)$$

$P_{pv,st}$: Potencia Nominal de cada modelo.

C_i : Coeficiente de temperatura [°C].

T_j : Temperatura de la celda [°C].

N_{PVs} : Número de módulos en serie.

N_{PVp} : Número de módulos en Paralelo.

$$T_j = T_{amb} + \frac{G}{800} * (NOCT - 20) \quad (12)$$

T_{amb} : temperatura del ambiente [°C].

4. Variables en las ERNC

Las variables estocásticas se describen como las variables aleatorias en el tiempo ya que estas dependen de un fenómeno físico probabilístico. Las variables estocásticas también se las conoce como estados por lo que pueden tener espacios continuos o discretos. Cuando el tiempo es continuo, el cambio puede ser inmediatamente, mientras cuando es discreto puede ser cambios que pueden darse cada día, mes o año.

4.1 Velocidad del Viento

El viento es originado por la rotación y traslación de la tierra, y por efectos de la radiación del sol que genera diferencias de temperaturas, por lo que también diferentes presiones. La velocidad del viento nos ayuda a producir energía eólica, por lo que bien administrada es un recurso muy útil,

por lo que obtener un lugar con velocidades del viento regulares es donde se aprovecharía de mejor forma este recurso renovable.

En [63], se describe los modelos estocásticos del viento para tiempos cortos y grandes, donde se encuentra descrito en el orden de los segundos y en tiempos más grandes. Se pueden describir en tiempos de minutos, horas y días. Al momento de describirse en tiempos pequeños se observa de mejor manera el efecto del viento.

El modelo propuesto por los autores en [63] describe para pequeñas escalas de tiempo, describiendo de forma más cercana a la realidad la velocidad del viento cuando es interceptada por la turbina. Para mostrar el modelo de forma numérica se considera cuatro componentes: Valor promedio, Componente de rampa, componente de ráfaga y de turbulencia.

$$V_w(t) = V_{wa} + v_{wr} + v_{wg} + V_{wt} \quad (13)$$

4.1.1 Valor promedio

Corresponde a la velocidad promedio de la velocidad del viento obtenida durante un tiempo determinado $V_{wa}(t)$ [63].

4.1.2 Rampa de velocidad

Son los cambios de velocidad del viento que pueden comprender en aumento o disminución. Se caracteriza [44]:

$$\left\{ \begin{array}{ll} t < T_{sr} & \text{para } 0 = v_{wr} \\ T_{sr} \leq t \leq T_{er} & \text{para } v_{wr} = \hat{A}_r \frac{(t - T_{sr})}{(T_{er} - T_{sr})} \\ T_{er} < t & \text{para } v_{wr} = \hat{A}_r \end{array} \right\} \quad (14)$$

\hat{A}_r : Amplitud de rampa de velocidad

[m/s].

T_{sr} : Tiempo de inicio de la rampa [s].

T_{er} : Tiempo final de la rampa [s].

v_{wr} : Rampa de velocidad del viento.

4.1.3 Componente de Ráfaga

Son fluctuaciones del viento que se producen con gran velocidad y tienen ciertas variaciones en la parte estable y picos de la curva, también conocidos como cambio temporal de la velocidad del viento. Se caracteriza [63]:

$$\left\{ \begin{array}{ll} t < T_{sg} & \text{para } v_{wg} = 0 \\ T_{sg} \leq t \leq T_{eg} & \text{para } v_{wg} = \hat{A}_g \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t - T_{sg}}{T_{eg} - T_{sg}} \right) \right] \right\} \\ T_{eg} < t & \text{para } v_{wg} = 0 \end{array} \right\} \quad (15)$$

\hat{A}_g : Amplitud de ráfaga de velocidad [m/s].

T_{sg} : Tiempo de inicio de ráfaga [s].

T_{eg} : Tiempo final de ráfaga [s].

v_{wg} : Ráfaga de velocidad del viento.

4.1.4 Turbulencia

La componente de turbulencia se describe como un comportamiento errático y aleatorio por lo que es muy compleja, por lo que compone de varios parámetros a considerar como: el origen su intensidad y espectro. Por lo que la vamos a considerar con la siguiente ecuación [63]:

$$V_{wt}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wt}(fi)\Delta f} \cos(2\pi f_i t + \varphi_i + \Delta\varphi) \quad (16)$$

f_i y φ_i : frecuencia y la fase inicial de frecuencia.

Δf : entre 0.1 y 0.3 [Hz].

n : 50.

$\Delta\varphi$: Pequeña fase aleatoria.

$S_{wt}(fi)$: Densidad de espectro de potencia.

4.2 Radiación Solar

Se les conoce a las radiaciones electromagnéticas que son producidas por el sol, esta energía producida por el astro rey se transmite por medio de la radiación solar [64].

Se describe a continuación los diferentes términos que están relacionados:

Radiación directa: Radiación recibida del sol sin ser dispersada por ningún componente de la atmosfera, no es afectada en su dirección [65].

Radiación difusa: Radiación recibida del sol afectada por la atmosfera, es afectada su dirección por reflexión o difusión [65].

Radiación solar Total: Suma de la radiación difusa y directa [65].

Irradiancia (G): Podemos describirlo como la potencia que incide en toda la superficie terrestre donde puede ser descrita como cualquier radiación electromagnética [W/m²] [65].

Irradiación (H): Es la irradiancia evaluada por una unidad de tiempo específica (hora o día) [65].

Ángulo de incidencia: Es el ángulo formado por la radiación directa con la normal de la superficie donde choca [65].

El modelo descrito en el método de Hottel para un día claro donde expresa la transmitancia para la radiación directa en función del ángulo cenital, también considerando la transmitancia

en dirección vertical, la altura sobre el nivel del mar y el clima [65].

t_b : transmitancia directa.

q_z : transmitancia vertical.

$$t_b = a_0 + a_1 * e\left(-\frac{k}{\cos q_z}\right) \quad (17)$$

a_0 , a_1 , y k son ajustados empíricamente.

Podemos describir los siguientes modelos empíricos [65]:

$$a_0 = r_0[0,4237 - 0,00821(6 - A)^2] \quad (18)$$

$$a_1 = r_1[0,5055 + 0,00595(6,5 - A)^2] \quad (19)$$

$$k = r_k[0,2711 + 0,01858(2,5 - A)^2] \quad (20)$$

A: Altura sobre el nivel del mar.

Tabla 1. Factores de corrección-clima

Tipo	r_0	r_1	r_k
Tropical	0.95	0.98	1.02
Verano, latitud media	0.97	0.99	1.02
Verano, sub ártico	0.99	0.99	1.01
Invierno, latitud media	1.03	1.01	1

La irradiación difusa se expresa de la siguiente forma [65]:

$$t_d = 0.2710 - 0.2939t_b \quad (21)$$

Se conoce la radiación solar extraterrestre sobre un plano normal G_{on} y su constante solar G_{sc} que es el promedio de G_{on} [65].

$$G_{on} \approx G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{2\pi}{365}\right) n \quad (22)$$

Entonces la irradiancia directa y difusa para un día claro es [65]:

$$G_{cb} = t_b G_{on} \cos(qz) \quad (23)$$

$$G_{cd} = t_d G_{on} \cos(qz) \quad (24)$$

Su total es:

$$G_c = G_{cb} + G_{cd} \quad (25)$$

El qz es un parámetro horario y nos ayuda a determinar el ángulo de la posición del sol [65].

$$\cos qz = \sin f \sin d + \cos f \cos d \cos w \quad (26)$$

f : latitud geográfica (Ecuador - negativo $90^\circ < f < 90^\circ$ hemisferio norte).

w : ángulo horario, negativo por la mañana y positivo en la tarde y medio día 0° .

d : declinación solar (ecuación de cooper).

$$d = 23.45 * \sin\left(360\left(\frac{284 + n}{365}\right)\right) \quad (27)$$

n : día del año.

4.2.1 Radiación Solar total horaria

Se estima la radiación solar total horaria que incide sobre la superficie de un equipo solar, para un día particular se describe según Duffie [65]:

$$Ht = (H - H_d) * R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + H * \rho_t \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (28)$$

ρ_t : reflexividad de la tierra =0.2.

Ht : Radiación solar total horaria.

Mediante tablas de Liu Jordan y Medison podemos obtener las siguientes tablas [65].

Tabla 2. Radiación solar total horaria

HORA-DÍA	Ht [KJ/m2h]	Ht[kcal/m2h]
6-7 17-18	318.324	76.15
7-8 16-17	716.886	171.33
8-9 15-16	1.128*10 ³	269.68
9-10 14-15	1.485*10 ³	355.263
10-11 13-14	1.728*10 ³	413.001
11-12 13-13	1.815*10 ³	433.79

4.3 Demanda Eléctrica

La demanda eléctrica es variante en el tiempo por lo que debe ser considerada para que sea lo más exacta, ya que por medio de diferentes métodos matemáticos siempre hay una incertidumbre proporcionada en cualquier lapso de tiempo. Esta incertidumbre aumenta cuando se realiza un análisis de predicción. Se toma en cuenta que existen diferentes métodos de predicción. En este caso podemos analizar la demanda mediante predicción con curvas estandarizadas como se muestra en la figura 2-6. [61].

Las curvas de demanda pueden variar dependiendo de un día convencional (laboral) a un fin de semana, por lo que debemos considerar los diferentes grupos de consumo de energía; como es el comercial, residencial o industrial. Los diferentes grupos de consumo varían durante un día y estación del año. Existe un mayor consumo de energía en los meses de invierno comparándolo con los meses de verano por lo que se pueden describir estadísticamente con años pasados.

La Demanda diaria nacional, tomando en cuenta el tipo de día, se puede reflejar mediante el consumo del usuario [66].

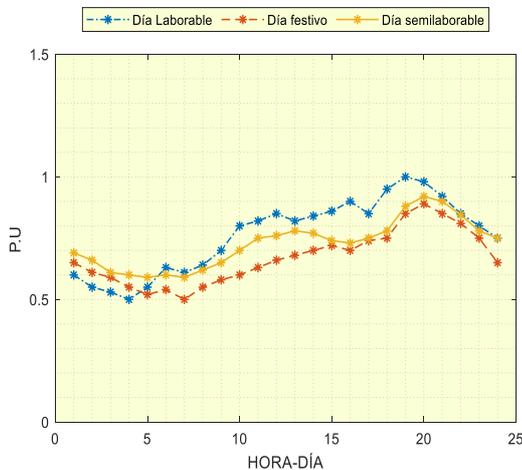


Figura 2. Curva Demanda Diaria.

Estos días son considerados mediante las curvas de manda del S.N.I, tomando en cuenta como día laborable normal un lunes, un día semi laborable el sábado y un día festivo el domingo.

4.3.1 Demanda Diaria

En la demanda diaria hay diferentes factores que afectan directamente como son las condiciones meteorológicas, calendario, variables económicas, diferentes eventualidades no predecibles y otros factores que implican un cambio en el consumo eléctrico [66].

Para tomar en cuenta el comportamiento de la demanda debemos conocer algunas definiciones.

Error absoluto: Diferencia de valores reales con los valores proyectados [67].

Error relativo: División del error absoluto sobre el valor real [67].

Nivel de confianza: La probabilidad donde el resultado este en el valor promedio, sabiendo cuáles son sus límites de las curvas registradas [67].

Coefficiente de correlación: Define el grado de dependencia lineal entre las curvas que se proyecta con las reales [67].

Coefficiente de no correlación: Es el factor opuesto al de correlación ya que define la distorsión entre la curva real y que se proyecta [67].

Niveles de demanda: Es el valor que promedio de las demandas por hora analizadas en el periodo de un día [67]. Tomando en cuenta los parámetros siguientes:

Demanda baja 5-9h.

Demanda media 11-17h.

Demanda alta 18-23h.

Existen diferentes curvas que nos ayudan a caracterizar las cargas en los diferentes sectores de consumo, dependiendo de la región del país, a continuación, unas graficas de carga [66]:

Las empresas distribuidoras caracterizan el consumo diario, y se ve reflejado a continuación.

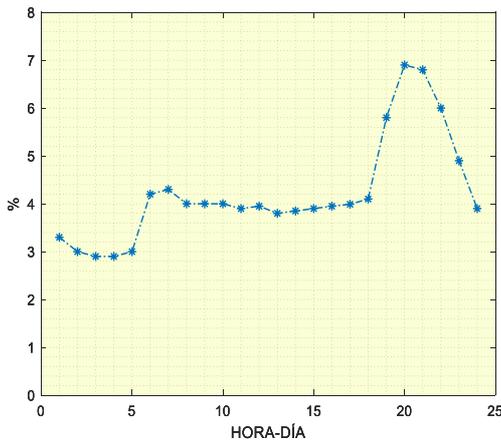


Figura 3. Curva Residencial.

La curva residencial (Figura 3.) describe un mayor consumo en la noche rodeando el horario de 19:00 a 23:00. Esta curva puede tener pequeñas variaciones por el comportamiento repentino de la demanda.

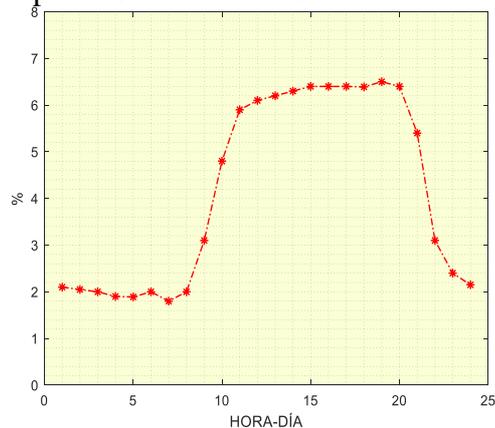


Figura 4. Curva Comercial.

La curva comercial (Figura 4.) describe el consumo más alto entre las 09:00 a 21:00. Esta curva representativa es mas frecuente en las grandes ciudades.

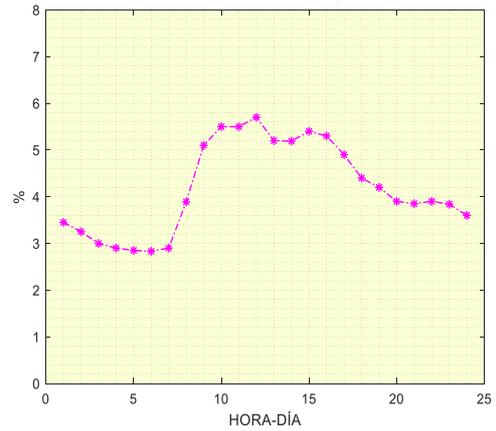


Figura 5. Curva Industrial.

En la curva industrial (Figura 5.) su mayor consumo entre las 08:00 a 20:00, considerando que hay industrias que tienen consumo a doble turno en la noche.

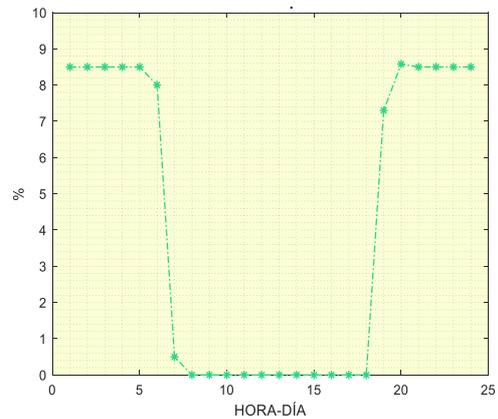


Figura 6. Curva Alumbrado público.

El comportamiento del alumbrado público (Figura 6.) es muy particular ya que cualquier empresa distribuidora la puedes describir de la misma forma en todo el año, con su consumo en la noche y madrugada a partir de las 18:00 a 6:30.

5. Formulación del problema

El problema planteado en el siguiente artículo es generar un despacho económico a corto plazo donde se considera el comportamiento estocástico de centrales de ERNC al momento de ingresar al sistema,

tomando en cuenta el comportamiento de la demanda en sus diferentes periodos.

5.1 Metodología ERNC

Para analizar las variables estocásticas que intervienen en las centrales con ERNC, se realizará el método Pissimanis modificado [68].

Se obtiene una base de datos con valores de un año (12 meses), se consideran los parámetros meteorológicos que influyen como son: radiación, humedad relativa, temperatura, dirección y velocidad del viento y precipitaciones. Para elaborar este año meteorológico típico conocido como "typical Meteorological Year" (TMY), se recopilarán datos de los cinco últimos años (2015-2019) obtenidos de la página de la secretaria del medio ambiente de Quito. Se obtendrán datos de la estación meteorológicas de Cotocollao con las coordenadas geográficas: 78°29'50"W, 0°6'28" S.

Se presentan datos vacíos, en los históricos descargado, por lo que se analiza con un método estadístico para darle un valor. Se toma dos datos antes y dos después y se le suma un valor de 1 o 0 aleatoriamente para no perder el carácter estocástico. Se realiza regresiones cuando falta más datos en la tabla.

Con las tablas de datos meteorológicos se realiza una evaluación de temperatura, humedad, velocidad del viento en las que se obtiene su valor máximo, mínimo y medio de cada día del mes, y de cada año. De la irradiación solar se obtiene un resultado global medio por día.

Se genera los valores medios de todos los parámetros ya analizados

previamente, de cada día se realiza un promedio de los valores máximos con todos los años del mismo día y mes. Esto se realiza con todos los parámetros y de cada día para obtener nuestro año promedio del 2015 al 2019.

Se ordena los valores diarios de cada parámetro meteorológico para cada uno de los meses y cada uno de los años para poder determinar la frecuencia acumulada CDF [68].

$$CDF_n(x) = \begin{cases} 0 & x < x_1 \\ \frac{k-0.5}{n} & x_1 \leq x \leq x_{k+1} \\ 1 & x \geq x_n \end{cases} \quad (29)$$

k : lugar que ocupa determinado valoren la serie ordenada.

x : Valor del parámetro.

n : número total de datos de la serie. (días del mes).

Al momento de obtener el CDF para cada mes y año, se realiza el análisis estadístico Finkelstein- Schafer (FS), con el cual presentamos la suma de las diferencias del año y mes $CDF_{a,m}$, respecto a los valores de CDF_m del año promedio de cada uno de los parámetros climáticos [68].

$$FS_x(a, m) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |CDF_m(x_i) - CDF_{a,m}(x_i)| \quad (30)$$

N : número total de días del mes analizado.

CDF_m : Función de frecuencia acumulada para el año promedio.

$CDF_{a,m}$: Función de frecuencia acumulada para el año y considerados para el análisis.

(x_i) : Parámetro climático analizado.

Para cada año en particular se determina la suma ponderada de los factores FS de cada uno de los nueve parámetros climáticos[68].

$$WS_{(a,m)} = \sum_{j=1}^9 w_j \times FS_j \quad (31)$$

w_j : Peso asignado por parámetro climático j.

j : Parámetro analizado.

FS_j : Factor estadístico de Finkelstein-Schafer para el parámetro climático analizado.

A continuación tabla de valores de pesos para los parámetros climáticos considerados [68],[69].

Tabla 3. Factores de peso climáticos

Tmax	5/100
Tmin	5/100
Tm	30/100
HRmax	2.5/100
Hrmin	2.5/100
HRm	5/100
Vmax	5/100
Vm	5/100
Irrad	40/100
Global	

Ya realizado el cálculo de todos los meses, se toma para cada mes los tres meses (3 enero) con valores más bajos y de manera se realiza el mismo proceso para todos los meses del año.

Ya realizados los grupos de 3 meses iguales y cada pareja de los 9 parámetros climáticos se realiza el cálculo de la desviación cuadrática horaria media (RMSD) [68].

$$RMSD_x(a,m) = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^H (X_{kh} - X_{mh})^2}{H}} \quad (32)$$

X_{kh} : Horario medio mensual del parámetro climático (x), en el año (k), correspondiente a la hora (h).

X_{mh} : Valor horario mensual del parámetro climático (x) en el año promedio (m), correspondiente a la hora (h).

H : Número de horas del día (24h).

Para cada grupo de 3 meses preseleccionados y para cada pareja de valores de los parámetros climáticos, se calcula S_x [68].

$$S_x(a,m) = \frac{\min_{i=1,2,\dots,nad}(RMSD_x(i,m))}{RMSD_x(a,m)} \quad (33)$$

$RMSD_x(i,m)$: Es el mínimo de la desviación cuadrática horaria media de cada grupo de 3 meses iguales seleccionados.

$RMSD_x(a,m)$: Es la desviación cuadrática horaria del grupo de 3 meses iguales seleccionados.

Finalmente se suma el cálculo ponderado S_x para cada mes de los tres meses seleccionados, tomando en cuenta las ponderaciones. Suma de factores Tmax, Tmin y Tmed para la temperatura y de igual forma para los demás parámetros [68].

$$WSS(a,m) = \sum_{i=1}^4 ws_i * Si(a,m) \quad (34)$$

ws_i : Factor de ponderación para cada uno de los meses de todos los años.

$Si(a,m)$: factor S_x para el grupo de 3 meses seleccionados.

También se realiza la selección de los tres meses con mayor valor $WSS(a,m)$ [68]. Con todos los pasos realizados podemos formar nuestro año meteorológico de datos estocásticos para el análisis del DE.

5.2 Metodología flujo de potencia DC

Algoritmo flujo DC: Parámetros del modelo

Paso 1: Ingreso datos de TMY

Paso 2: Cálculo de potencias ERNC

$$P = \frac{1}{2}(\rho * A * u^3)$$

$$T_j = T_{amb} + \frac{G}{800} * (NOCT - 20)$$

$$P_{pv} = \left[P_{pv, st} * \frac{G}{1000} * [1 - C_i * (T_j - 25)] \right] * N_{pvs} * N_{pvp}$$

Paso 3: Ingreso de datos al flujo DC

Valores iniciales

$$|v| = 1,0 [p.u.]$$

$$P_i = \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

Matriz de admitancias

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix}$$

Conformación

$$B_{ij} \gg G_{ij}$$

$$[B'] = [B] = -\text{Imag}\{Y\text{barra}\}$$

Paso 4: Datos de generación

for i=1:14

$$P(i) = \text{nodos}(i, 3) - \text{nodos}(i, 5)$$

End

Paso 5: Determina ángulos de las barras

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ \theta_n \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \\ P_n \end{bmatrix}$$

$$\theta_n [\text{rad}] \rightarrow \theta_n [^\circ]$$

Paso 6: Calculo pérdidas totales de las líneas

$$LT_n \rightarrow P_L = \left(\frac{\theta_m - \theta_n}{X_{mn}} \right)^2 r_{mn}$$

$$P_{L \text{ total}} = P_{Lm} + \dots + P_{Ln}$$

Paso 7: Resultados

$$|v| = 1,0 [p.u.]/\theta_n$$

$$P_{L \text{ total}}$$

Paso 8: Fin

5.3 Metodología despacho económico-Lambda Iterativo

Algoritmo despacho económico: Parámetros del modelo

Paso 1: Ingreso funciones de costos

$$C(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$$

$$C(P_{Gi}) * P_{eolica}$$

$$C(P_{Gi}) * P_{solar-fotovoltaica}$$

Paso 2: Ingreso Limites

$$L = \begin{bmatrix} l_1 \\ \dots \\ l_n \end{bmatrix}$$

Paso 3: Comportamiento aleatorio de demanda

$$1h \quad \text{rand}$$

$$\dots \quad \dots$$

$$24h \quad \text{rand}$$

Paso 4: Despacho simplificado

$$\frac{\partial f}{\partial P} = \lambda$$

$$\frac{\partial f}{\partial P} = 2(a)P_1 + \dots - \lambda = 0$$

$$\begin{bmatrix} a_1 & 0 & -1 \\ 0 & a_n & -1 \\ 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_n \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_n \\ P_d \end{bmatrix}$$

Paso 5: Despacho con perdidas

$$P_{Loss} = aP_1^2 + bP_2^2 + cP_2^2 + \dots + nP_n^2$$

$$\sum P_n = P_d + P_{Loss}$$

$$\frac{\partial f}{\partial P} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P} \right) = 0$$

$$P_1 + P_2 + \dots + P_n = P_d + P_{Loss}$$

Paso 6: Convergencia

$$\lambda_{n-1} - \lambda_n = \Delta\lambda = \xi$$

$$\xi \ll \Delta\lambda_{n-1}$$

Paso 7: Resultados

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_n \\ \lambda \end{bmatrix}$$

Paso 8: Graficas

$$[Pd_h] = [P_1 \dots P_n]$$

$$[P_h] = [P_1 \dots P_n]$$

$$Plot(Pd_h, P_h)$$

Paso 9: Fin

6. Análisis de Resultados

6.1 TMY-ERNC

Se presentan los valores diarios mínimos, máximos y medios para cada una de las variables analizadas, para cada uno de los meses de todos los años a considerar. Se observa en la tabla 4. y graficas el comportamiento del mes de enero del 2015.

Tabla 4. Variables meteorológicas (mes modelo)

Día	Tmax.	Tmin.	Tm.	HR máx.	HR min	HR m	Vmax.	Vm.	Hg
1	16,37	8,78	12,40	71,23	29,48	55,52	2,59	1,43	129,77
2	16,90	9,39	12,45	71,35	32,44	55,57	2,86	1,44	129,87
3	17,35	9,55	12,59	72,66	33,46	56,23	2,87	1,45	134,19
4	17,53	9,60	12,72	73,38	34,37	56,55	2,96	1,53	144,92
5	17,80	9,61	12,82	73,69	34,80	57,39	2,99	1,53	151,25
6	18,00	9,62	12,86	74,78	35,93	57,45	3,14	1,62	160,58
7	18,02	9,69	13,21	75,87	36,14	58,29	3,15	1,63	163,70
8	18,28	9,75	13,28	76,08	36,38	58,39	3,18	1,65	171,77
9	18,32	10,00	13,69	81,45	36,48	63,01	3,20	1,66	172,13
10	18,34	10,06	13,74	84,20	36,94	63,75	3,20	1,67	175,39
11	18,42	10,07	13,80	89,19	37,28	64,77	3,24	1,70	185,03
12	19,07	10,19	13,88	89,79	37,63	65,98	3,26	1,70	187,52
13	19,15	10,20	13,90	90,77	37,75	66,89	3,40	1,73	196,22
14	19,38	10,30	13,98	92,26	39,42	68,58	3,48	1,81	202,32
15	19,41	10,32	14,35	93,50	40,95	70,52	3,69	1,85	204,09
16	19,47	10,34	14,43	93,55	40,96	73,40	3,75	1,88	207,13
17	19,80	10,39	14,46	93,58	41,25	73,81	3,78	1,88	217,26
18	19,80	10,40	14,54	94,08	41,70	73,84	3,90	1,89	218,21
19	19,82	10,51	14,54	95,29	46,05	74,61	3,99	1,92	242,91
20	19,84	10,57	14,55	96,00	46,62	75,06	4,01	1,95	248,30
21	20,16	10,80	14,57	96,12	48,01	78,82	4,01	1,95	249,51
22	20,23	10,87	14,74	96,13	49,39	79,01	4,02	1,97	259,38
23	20,40	10,93	14,74	96,22	52,81	80,01	4,12	1,98	260,60
24	20,71	10,95	14,76	96,45	53,17	81,26	4,20	2,02	264,36
25	20,74	10,97	14,79	96,61	53,82	81,98	4,37	2,02	264,57
26	20,97	11,04	14,89	96,62	54,67	82,25	4,42	2,05	272,16
27	21,09	11,06	14,91	96,78	55,91	82,34	4,92	2,09	272,43
28	21,16	11,09	14,97	97,45	56,40	84,87	4,95	2,09	282,97
29	21,20	11,49	15,12	98,17	58,82	85,34	4,99	2,23	294,38
30	21,28	11,57	15,17	98,76	59,17	87,15	5,10	2,23	305,09
31	21,56	12,36	15,57	98,79	64,21	87,38	5,45	2,46	331,83

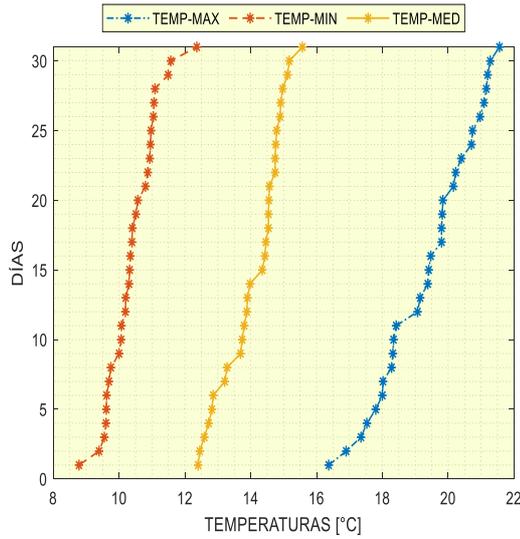


Figura 7. Temperatura de Enero

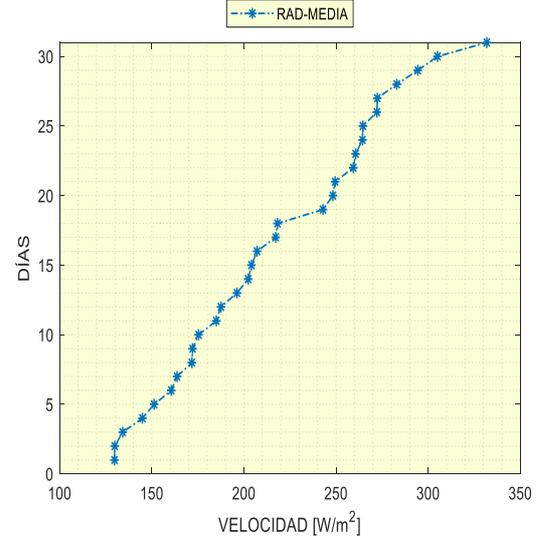


Figura 10. Radiación de Enero

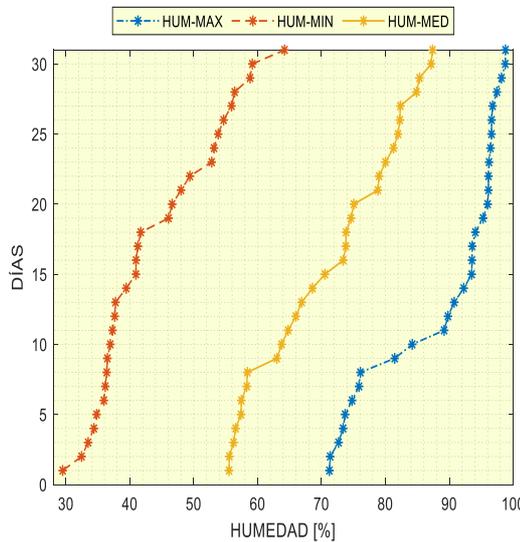


Figura 8. Humedad de Enero

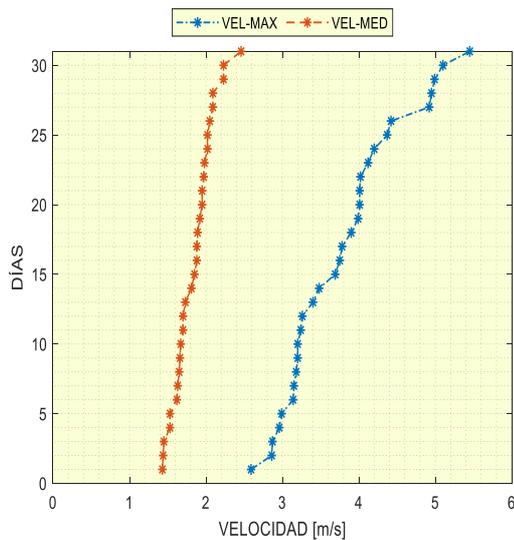


Figura 9. Velocidad del Viento de Enero

Se determinaron cada uno de los valores de CDF para cada mes de cada año, considerando cada parámetro correspondiente.

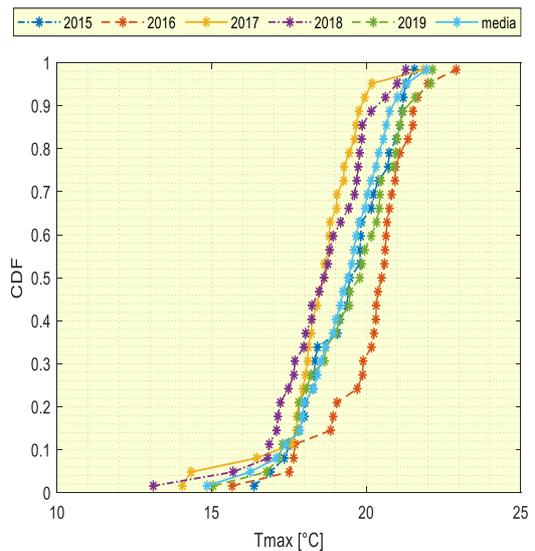


Figura 11. Valores CDF-Tmax-mes de enero

Aplicando la ecuación 29 se obtuvieron los valores de WS como se muestra en la tabla 5. Donde son resaltados 3 meses de cada mes que se consideraran como mes candidato para formar el año meteorológico típico. Tomando en cuenta el mes con el valor más alto (anaranjado), con el valor medio (celeste) y mínimo (verde).

Tabla 5. Valores de coeficiente WS

Mes	2015	2016	2017	2018	2019
01	0,2095	0,4627	0,2248	0,2643	0,2957
02	0,2507	0,3757	0,2559	0,1886	0,2424
03	0,2723	0,3961	0,3651	0,1786	0,2426
04	0,1656	0,4083	0,1656	0,2615	0,2734
05	0,2310	0,4198	0,1684	0,2257	0,2312
06	0,2838	0,4505	0,1279	0,1287	0,2687
07	0,2509	0,1280	0,0173	0,1163	0,2258
08	0,5138	0,0841	0,0617	0,0586	0,0933
09	0,1410	0,0400	0,0301	0,0095	0,2178
10	0,2742	0,0628	0,0305	0,0519	0,1707
11	0,3111	0,0641	0,1769	0,0635	0,3175
12	0,2581	0,1560	0,1564	0,0955	0,3064

De los meses ya previamente resaltados Se utiliza la ecuación 31 para encontrar los valores de S_x para cada uno de los parámetros: Temperatura, humedad relativa, velocidad del viento y la irradiación solar global.

Con los valores S_x encontrados determinamos el RSMD y finalmente encontramos los factores WSS, donde se refleja en la tabla 6.

De los meses preseleccionados WSS, se escoge el año con el mes correspondiente al valor más alto del coeficiente.

Tabla 6. Valores de coeficiente WSS para los meses preseleccionados

Mes	AÑO RESALTADO		
ENE	0,1950	0,4306	0,2459
FEB	0,2331	0,3493	0,1886
MAR	0,3794	0,1711	0,2324
ABR	0,1619	0,3990	0,2555
MAY	0,3859	0,1548	0,2126
JUN	0,4046	0,1149	0,2413
JUL	0,2353	0,1201	0,0162

AGO	0,4662	0,0560	0,0531
SEP	0,1323	0,0089	0,2043
OCT	0,2647	0,0294	0,0501
NOV	0,1701	0,0611	0,3052
DIC	0,1502	0,0919	0,2949

Finalmente, se escogió el año del mes correspondiente a la tabla 6. Indicando como queda conformado el año meteorológico tipo para la estación de Cotocollao para ciudad de Quito-Ecuador.

Tabla 7. Meses seleccionados para el año meteorológico

Mes	AÑO
ENE	2016
FEB	2016
MAR	2016
ABR	2016
MAY	2016
JUN	2016
JUL	2015
AGO	2015
SEP	2019
OCT	2015
NOV	2019
DIC	2019

El año meteorológico típico está conformado por meses de diferentes años, a continuación, se presenta en la tabla 8. el primer día de enero del TMY.

Tabla 8. Año meteorológico (día uno)

DÍA	MES	AÑO	HORA	PRECIPITACIÓN [mm]	HUMEDAD [%]	TEMPERATURA [°C]	DIRECCION VIENTO [°]	VELOCIDAD DEL VIENTO [m/s]	RADIAACION SOLAR [W/m2]
1	1	2016	0	0	63,66	13,08	351,8	1,06	0
1	1	2016	1	0	67,11	12,46	303,2	1,23	0
1	1	2016	2	0	69,46	11,98	311,1	1,47	0
1	1	2016	3	0	69,91	11,83	309	1,26	0
1	1	2016	4	0	71,97	11,24	307,5	1,28	0
1	1	2016	5	0	73,28	10,96	310,4	1,46	0
1	1	2016	6	0	76,08	10,65	310	1,52	0
1	1	2016	7	0	71,51	11,91	326,1	1,59	56,22
1	1	2016	8	0	56,44	15,97	8,3	1,7	285,46
1	1	2016	9	0	43,24	18,43	173,8	3,93	595,1
1	1	2016	10	0	40,31	19,51	116,5	3,31	807,69
1	1	2016	11	0	37,97	20,19	47,4	2,84	981,46
1	1	2016	12	0	34,96	21,59	65,4	3,14	1044,21
1	1	2016	13	0	41,42	21,66	35,9	3,4	813,42
1	1	2016	14	0	50,55	21,11	352,1	3,93	947,13
1	1	2016	15	0	50,76	20,93	337,7	4,09	909,56
1	1	2016	16	0	53,45	20,09	337,6	4,37	713,92
1	1	2016	17	0	58,83	18,45	348,6	3,86	212,63
1	1	2016	18	0	62,78	16,99	350,4	2,83	28,63
1	1	2016	19	0	63,55	16,65	7	2,29	0
1	1	2016	20	0	66,79	16,14	351,7	2,07	0
1	1	2016	21	0	68,52	15,73	353,5	1,9	0
1	1	2016	22	0	67,16	15,75	8,4	1,24	0
1	1	2016	23	0	71,5	15,28	71,5	1,71	0

6.2 Flujo de potencia

El sistema de prueba para realizar el flujo y el despacho económico con ERNC es el IEEE 14-BUS (figura 12.).

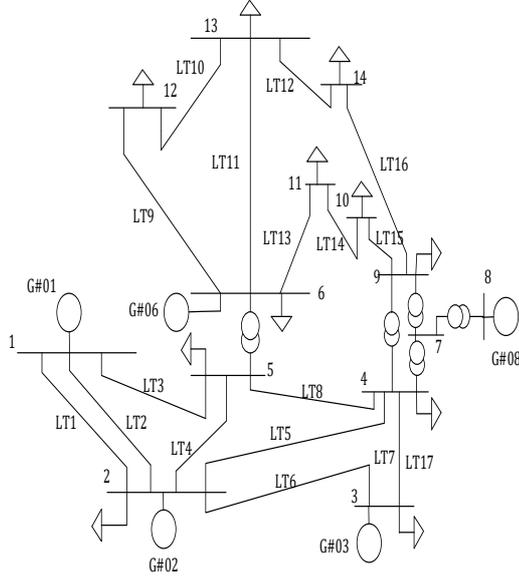


Figura 12. IEEE 14-BUS

Se obtienen los ángulos de los voltajes de las 14 barras de cada hora correspondiente al TMY para las centrales de generación de ERNC y convencionales previstas en el flujo. A continuación, en la figura 12. encontramos los ángulos de las cuatro primeras horas del primer día.

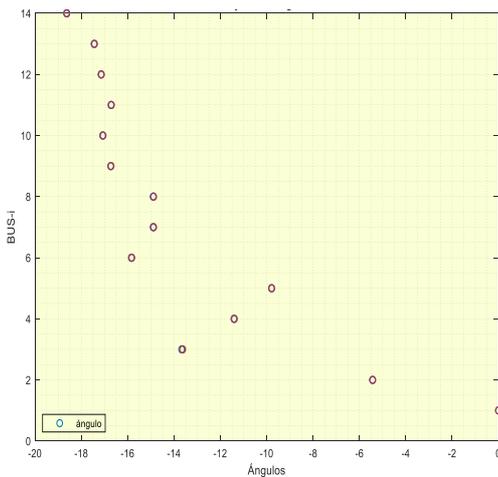


Figura 13. Ángulos flujo

6.3 Despacho Económico

El despacho económico de corto plazo, se realizó para un período de 24 horas para cualquier día del TMY.

Para diferentes días del TMY se verifica un comportamiento estocástico en la generación Eólica y solar Fotovoltaica. Se observa su comportamiento en diferentes días, en las siguientes figuras.

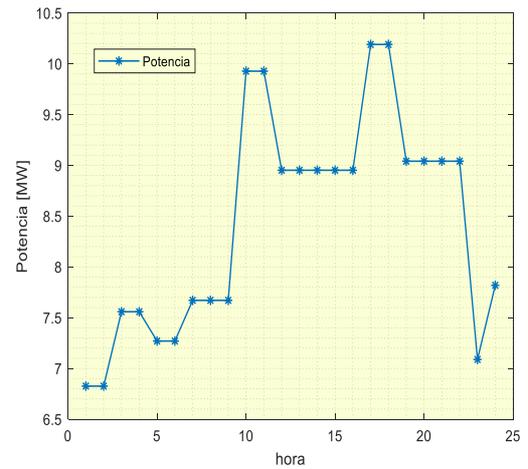


Figura 14. Enero 1 TMY-Eólico

El pico más alto de generación eólica para el 01 de enero (Figura 14.) se encuentra entre 17:00 y 18:00, mientras que su generación mínima entre la 01:00 y 02:00 de la madrugada. Sus valores más constantes son muy importantes y se encuentran entre 12:00 hasta las 16:00.

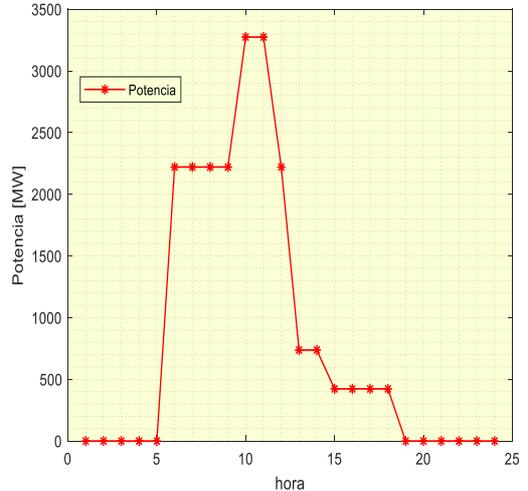


Figura 15. Enero 1 TMY-Solar Fotovoltaico

El pico mas alto de generación fotovoltaica del 01 de enero (Figura 15.) esta entre 10:00 y 11:00, y sus valores minimos marcados de 15:00 y 18:00.

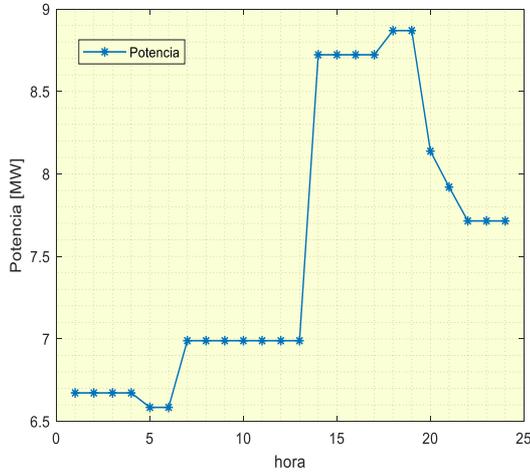


Figura 16. Junio 23 TMY-Eólica

El 23 de junio (Figura 16.), el pico más alto se encuentra entre 18:00 y las 19:00, y sus valores de potencia más bajos esta entre las 05:00 y las 06:00. Se considera muy importante los valores constantes de energía, que es de 07:00 hasta 13:00 y de 14:00 hasta 17:00.

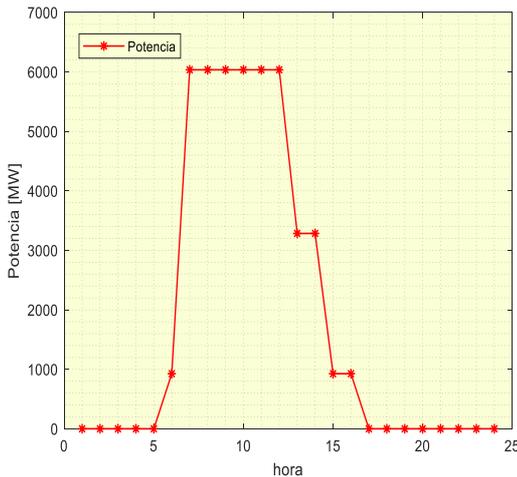


Figura 17. Junio 23 TMY-Solar Fotovoltaico

La potencia más representativa del 23 de junio (Figura 17.) es desde las 07:00 hasta las 12:00 de la tarde, mientras que sus valores más bajos marcados son las

06:00, y de 15:00 a 16:00. Este día se aprovecha gran parte de la mañana con entrega de generación solar-fotovoltaica.

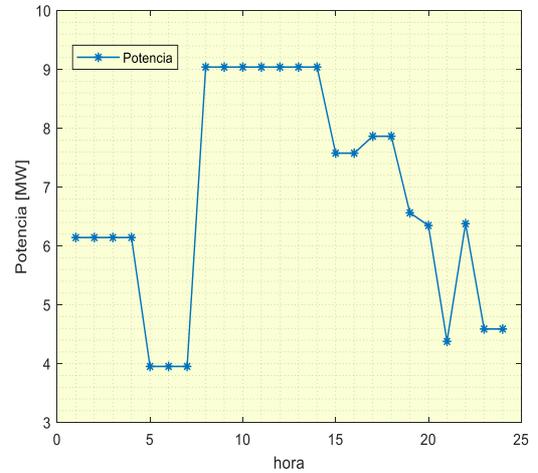


Figura 18. Diciembre 01 TMY-Eólico

El 01 de diciembre (Figura 18.) su pico más alto como también sus valores más constantes de generación eólica se encuentra desde las 08:00 hasta las 14:00, y su valor más bajo de 05:00 a las 19:00.

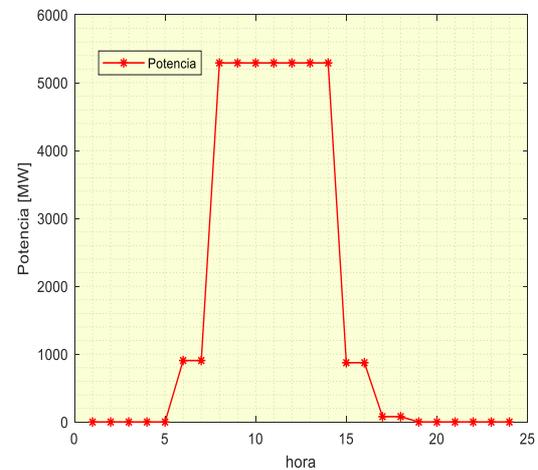


Figura 19. Diciembre 01 TMY-Solar Fotovoltaico

El valor mas alto de potencia solar fotovoltaica del 01 de diciembre (Figura 19.) se encuentra desde las 08:00 hasta las 14:00, mientras que sus valores mas bajos estan desde las 06:00 y 07:00 en la mañana y en la tarde tambien se observan valores marcados entre las 15:00,14:00 y 17:00-18:00.

Los valores que aportan en el despacho económico del SEP son significativos ya ayudan a la disminución del tipo de generación convencional y por ende de los costos que pueden involucrar en todo el sistema operativo.

A continuación se refleja los despachos económicos realizados en el sistema IEEE 14-bus (figura 12.) con ERNC y con resultados de disminución de generación convencional en sus diferentes periodos de tiempo, a corto plazo. La demanda se demuestra con una variedad constante y como puede ser cubierta a cualquier momento del día.

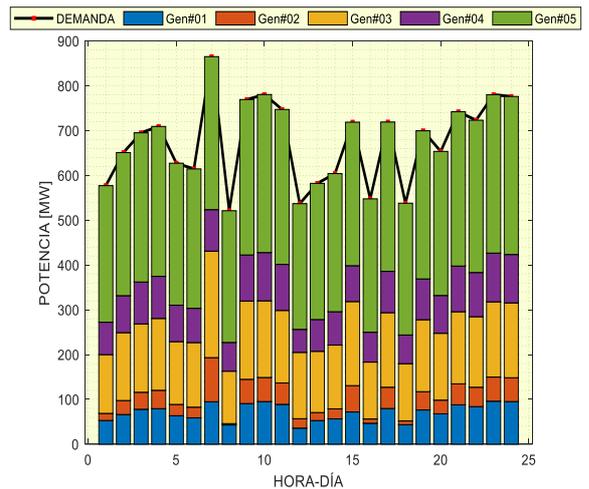


Figura 22. Despacho Económico #03

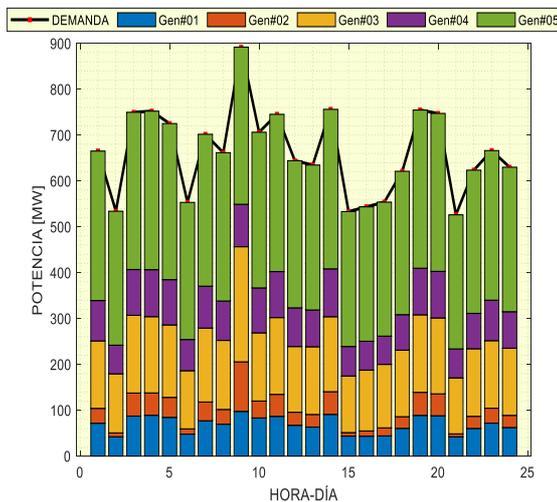


Figura 20. Despacho Económico #01

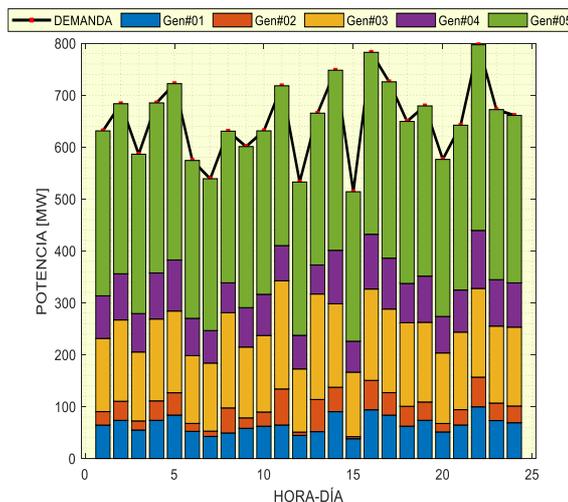


Figura 21. Despacho Económico #02

7. Conclusiones

Se implementa un análisis probabilístico de las variables estocásticas de las ERNC, considerando cinco años de datos históricos obtenidos por la “base meteorológica Cotocollao”, donde se forma un TMY para saber el comportamiento de la velocidad del viento y la radiación solar en cualquier momento del día. Al realizar el TMY se conoce el comportamiento de las ERNC aproximado en cada hora del día, antes que ingresen al despacho económico a corto plazo, se obtiene información de su aprovechamiento máximo y con mayor estabilidad para realizar una planificación operativa.

Al implementar las ERNC en el despacho económico en diferentes periodos de demanda en el día, se pudo observar que el problema fue resuelto, logrando que cubra la demanda en su totalidad en cualquier momento del día. Sabiendo que hay disminución de la generación convencional.

Los diferentes periodos de demanda son variables, tomando en cuenta el tipo de consumo ya sea industrial, comercial o residencial, por lo que tomar en cuenta una variabilidad

constante al momento del despacho económico se puede evidenciar diferentes comportamientos en las que se requiere una planificación de todas las centrales que se encuentren disponibles, por lo que en la modelación se comprueba que se cubre cualquier tipo de consumo generado en un día, es de forma puntual donde ingresan las ERNC con la combinación de generación convencional.

Se verifica la modelación del despacho económico en las diferentes horas del día, verificando el aporte de las ERNC en horas pico con mayor aporte de centrales solares, al igual que las centrales eólicas con una variación de aportación continua. Las centrales fotovoltaicas donde existe aportaciones directas de potencia son desde las 07:00 hasta 18:00, en las demás horas intervienen su energía almacenada del día. Se considera las centrales térmicas e hidráulicas en el despacho del sistema IEEE 14-bus para respaldar el sistema y la variabilidad de las centrales con ERNC.

El comportamiento de la velocidad del viento es constantemente variante en el día, considerando que disminuye su aportación en invierno y aumenta en verano, pero en la ciudad de Quito por su clima variante todo el año mantiene una incertidumbre de constancia, por lo que analizar el TMY nos ayudó para que el despacho económico a corto plazo sea muy eficiente, donde se va considerando los tiempos más constantes de potencia eólica. A su vez la radiación en la ciudad de Quito para su aportación de generación solar fotovoltaica en días soleados aumenta, considerando un horario pico de 10:00 hasta 13:00. Su aporte disminuye en días nublados y lluviosos por lo que su aporte al SEP decae. Al momento de ingresar las ERNC genera un aporte que se vincula a la disminución de

generación convencional y su apoyo al medio ambiente.

Al comparar con los trabajos previamente revisados donde incluyen a las ERNC, podemos evidenciar que se puede realizar una planificación a gran escala para un sistema interconectado de un país no solo en micro redes, cumplimiento con las disminuciones de costos de operación e impacto ambiental, sabiendo que se logra cubrir la demanda aleatoria que se pueda ocasionar en cada hora del día, sabiendo que se conoce el comportamiento de las variables estocásticas que influyen en nuestras fuentes de generación.

8. Trabajos futuros y recomendaciones

El estudio del comportamiento de las ERNC al momento de ingresar al despacho económico a corto plazo, nos da la apertura de realizar estudios de optimización, como también a un estudio de almacenamiento de ERNC para su máximo aprovechamiento en horas de disminución del recurso.

9. Referencias

- [1] S. E. Bastidas Morocho and H. N. Arcos Martínez, “Despacho Económico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra Incorporando la Aleatoriedad de Potencia de los Sistemas Eólico y Solar Fotovoltaico,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 16, no. 1, pp. 1–7, 2019.
- [2] P. Escudero and D. Carrión, “Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC,” *INGE CUC,* vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018.

- [3] J. Palacios and D. F. Carrión Galarza, “Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 1–8, 2020.
- [4] P. V. Escudero and D. F. Carrión, “Modelo de Expansión de un sistema de transmisión basado en linealización de flujos de potencia óptimos AC.,” p. 34, 2018.
- [5] D. Carrión, “Energy saving model through lighting management systems for residences,” in *2013 Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, 2013, pp. 0–5.
- [6] D. Carrión, E. Correa, and E. M. Garcia, “Predicción de la Demanda Eléctrica a Corto Plazo Mediante Cadenas de Markov y Monte Carlo,” *RISTI - Rev. Iber. Sist. e Tecnol. Inf.*, no. E30, p. 241 527, 2019.
- [7] D. Salazar, Jair; García, Edwin; Carrión, “Recarga de vehículos eléctricos mediante una optimización entera mixta con participación de respuesta de la demanda,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 0–6, 2020.
- [8] A. Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [9] G. Salazar and D. Carrión, “Characterization and Modeling of the Efficiency of Photovoltaic Systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2580–2586, 2015.
- [10] G. Arguello and J. Muñoz, “Óptima respuesta a la demanda y despacho económico de energía eléctrica en micro redes basados en árboles de decisión estocástica.,” 2018.
- [11] M. Ellahi and G. Abbas, “A Hybrid Metaheuristic Approach for the Solution of Renewables-Incorporated Economic Dispatch Problems,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 127608–127621, 2020.
- [12] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattacharai, “An economic dispatch model incorporating wind power,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 603–611, 2008.
- [13] M. Yang, X. S. Han, and W. J. Lee, “Emission constraints economic dispatch with mixed fuel cost curves,” *2007 39th North Am. Power Symp. NAPS*, pp. 428–432, 2007.
- [14] M. H. Sulaiman, Z. Mustafa, and O. Aliman, “An application of barnacles mating optimizer for solving economic dispatch problems,” in *2019 IEEE Jordan International Joint Conference on Electrical Engineering and Information Technology, JEEIT 2019 - Proceedings*, 2019, pp. 835–839.
- [15] G. Yuan and W. Yang, “Study on optimization of economic dispatching of electric power system based on Hybrid Intelligent Algorithms (PSO and AFSA),” *Energy*, vol. 183, pp. 926–935, 2019.
- [16] M. Z. Rosselan and S. I. Sulaiman, “Assessment of evolutionary programming, firefly algorithm and cuckoo search algorithm in single-objective optimization,” in *Proceedings - 2016 IEEE Conference on Systems, Process and Control, ICSPC 2016*, 2017, no. December, pp. 202–206.
- [17] S. Duman, A. B. Arsoy, and N. Yörükeren, “Solution of economic dispatch problem

- using gravitational search algorithm,” *ELECO 2011 - 7th Int. Conf. Electr. Electron. Eng.*, no. 3, pp. 54–59, 2011.
- [18] J. Xingquan, L. Zhipeng, and W. Fushuan, “A practicable algorithm for active power economic dispatch,” *3rd Int. Conf. Deregul. Restruct. Power Technol. DRPT 2008*, no. April, pp. 852–856, 2008.
- [19] S. K. Nayak, K. R. Krishnanand, B. K. Panigrahi, and P. K. Rout, “Application of artificial bee colony to economic load dispatch problem with ramp rate limits and prohibited operating zones,” *2009 World Congr. Nat. Biol. Inspired Comput. NABIC 2009 - Proc.*, pp. 1237–1242, 2009.
- [20] A. Jaini *et al.*, “Particle Swarm Optimization (PSO) Technique in Economic Power Dispatch Problems,” *2010 4th Int. Power Eng. Optim. Conf.*, no. June, pp. 23–24, 2010.
- [21] Z. Jiang, Q. Ai, R. Hao, and Y. Zhang, “Integrated Demand Response Mechanism for Industrial Energy System Based on Multi-Energy Interaction,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2019, vol. 2019-Augus, pp. 0–4.
- [22] Y. Zhang, X. Han, L. Zhang, B. Xu, M. Wang, and M. Yang, “Integrated generation–consumption dispatch based on compensation mechanism considering demand response behavior,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, no. 5, pp. 1025–1041, 2018.
- [23] L. Imen, B. Mouhamed, and L. Djamel, “Economic dispatch using classical methods and neural networks,” in *ELECO 2013 - 8th International Conference on Electrical and Electronics Engineering*, 2013, vol. 1, pp. 172–176.
- [24] J. Kim and K. K. K. Kim, “Dynamic programming for scalable just-in-time economic dispatch with non-convex constraints and anytime participation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 123, no. May, p. 106217, 2020.
- [25] D. Carrión, E. García, J. W. González, I. A. Isaac, G. J. López, and R. Hincapié, “Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución.,” *Rev. T*, vol. 13, no. 1, 2017.
- [26] P. Masache and D. Carrión, “Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 98–106, 2019.
- [27] D. Carrion and J. W. Gonzalez, “Optimal PMU Location in Electrical Power Systems Under N-1 Contingency,” in *2018 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, 2018, no. 1, pp. 165–170.
- [28] S. Pinzón, D. Carrión, and E. Inga, “Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. (in press), 2020.
- [29] D. Carrión, J. W. González, G. J. López, and I. A. Isaac, “Alternative fault detection method in electrical power systems based on ARMA model,” *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transition, FISE/CIGRE 2019*, 2019.
- [30] D. Carrión, J. W. González, I. A.

- Isaac, and G. J. López, “Optimal Fault Location in Transmission Lines Using Hybrid Method,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, 2017, p. 6.
- [31] D. Carrión and J. W. González, “Ubicación óptima de PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia,” *Enfoque UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 1–12, 2019.
- [32] L. He, Z. Lu, J. Zhang, L. Geng, H. Zhao, and X. Li, “Low-carbon economic dispatch for electricity and natural gas systems considering carbon capture systems and power-to-gas,” *Appl. Energy*, vol. 224, no. November 2017, pp. 357–370, 2018.
- [33] L. He, Z. Lu, L. Geng, J. Zhang, X. Li, and X. Guo, “Environmental economic dispatch of integrated regional energy system considering integrated demand response,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 116, no. May 2019, p. 105525, 2020.
- [34] I. Urzúa, “Medición del impacto de la penetración de energías renovables no convencionales intermitentes en los costos del sistema interconectado central,” 2014.
- [35] T. Ma, L. Peng, Y. Du, and Z. Yu, “Two-stage Economic Dispatch Optimization for Integrated Energy System Using Improved Brain Storm Optimization Algorithm,” *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 2968–2973, 2019.
- [36] L. Wang, B. Zhang, Q. Li, W. Song, and G. Li, “Robust distributed optimization for energy dispatch of multi-stakeholder multiple microgrids under uncertainty,” *Appl. Energy*, vol. 255, no. July, p. 113845, 2019.
- [37] J. A. Alarcon, S. R. Rivera, and F. Santamaria, “Estrategias para el despacho económico con fuentes renovables intermitentes,” *Visión electrónica*, vol. 12, no. 2, pp. 173–179, 2018.
- [38] S. Talari, M. Yazdaninejad, and M. R. Haghifam, “Stochastic-based scheduling of the microgrid operation including wind turbines, photovoltaic cells, energy storages and responsive loads,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 12, pp. 1498–1509, 2015.
- [39] X. Wang and K. Yang, “Economic load dispatch of renewable energy-based power systems with high penetration of large-scale hydropower station based on multi-agent glowworm swarm optimization,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 26, p. 100425, 2019.
- [40] D. Arango, R. Urrego, and S. Rivera, “Despacho económico en microrredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales,” *Ing. y Cienc.*, vol. 13, no. 25, pp. 123–152, 2017.
- [41] W. Jiang, Z. Yan, and Z. Hu, “A novel improved particle swarm optimization approach for dynamic economic dispatch incorporating wind power,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 39, no. 5, pp. 461–477, 2011.
- [42] J. C. Silva Chavez, A. Zamora-Mendez, M. R. Arrieta Paternina, J. F. Yrena Heredia, and R. Cardenas-Javier, “A hybrid optimization framework

- for the non-convex economic dispatch problem via meta-heuristic algorithms,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 177, no. November 2018, p. 105999, 2019.
- [43] X. Su, X. Bai, C. Liu, R. Zhu, and C. Wei, “Research on Robust Stochastic Dynamic Economic Dispatch Model Considering the Uncertainty of Wind Power,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 147453–147461, 2019.
- [44] Z. Lu, S. He, T. Feng, X. Li, X. Guo, and X. Sun, “Robust economic/emission dispatch considering wind power uncertainties and flexible operation of carbon capture and storage,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 285–292, 2014.
- [45] L. Bai, F. Li, H. Cui, T. Jiang, H. Sun, and J. Zhu, “Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertainty,” *Appl. Energy*, vol. 167, pp. 270–279, 2016.
- [46] T. G. Hlalele, R. M. Naidoo, R. C. Bansal, and J. Zhang, “Multi-objective stochastic economic dispatch with maximal renewable penetration under renewable obligation,” *Appl. Energy*, vol. 270, no. November 2019, p. 115120, 2020.
- [47] S. R. Rivera-Rodríguez and S. A. Dorado-Rojas, “Contribuciones en la modelación de energía renovable en sistemas de potencia,” *Rev. Ontare*, vol. 6, pp. 1–23, 2019.
- [48] F. Mosquera, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [49] A. Sánchez and D. Carrión, “Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2017.
- [50] X. Lu, K. W. Chan, S. Xia, B. Zhou, and X. Luo, “Security-constrained multiperiod economic dispatch with renewable energy utilizing distributionally robust optimization,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 768–779, 2019.
- [51] A. Y. Abdelaziz, Y. G. Hegazy, W. El-Khattam, and M. M. Othman, “Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 34–44, 2015.
- [52] Z. Lin, H. Chen, Q. Wu, W. Li, M. Li, and T. Ji, “Mean-tracking model based stochastic economic dispatch for power systems with high penetration of wind power,” *Energy*, vol. 193, p. 116826, 2020.
- [53] S. S. Reddy and P. R. Bijwe, “Real time economic dispatch considering renewable energy resources,” *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 1215–1226, 2015.
- [54] M. S. Modarresi *et al.*, “Scenario-Based Economic Dispatch with Tunable Risk Levels in High-Renewable Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 6, pp. 5103–5114, 2019.
- [55] S. Rivera and J. Torres, “Optimal energy dispatch in multiple periods of time

- considering the variability and uncertainty of generation from renewable sources/Despacho de energía óptimo en múltiples periodos de tiempo considerando la variabilidad y la incertidumbre de la genera...,” *Prospectiva*, vol. 16, no. 2, pp. 75–81, 2018.
- [56] Z. Lu, M. Liu, W. Lu, and Z. Deng, “Stochastic Optimization of Economic Dispatch with Wind and Photovoltaic Energy Using the Nested Sparse Grid-Based Stochastic Collocation Method,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 91827–91837, 2019.
- [57] W. Pérez and J. Méndez, “Despacho económico de potencia diaria aplicado al Sistema Nacional Ecuatoriano,” 2011.
- [58] P. Moreno and E. Garcia, “Gestión energética mediante procesos estocásticos para la respuesta a la demanda,” 2017.
- [59] C. Spiegelger and J. I. Cifuentes, “Definición e Información de Energías Renovables,” *Esc. Estud. PostGrado*, vol. 11, no. 2, p. 7, 2014.
- [60] H. García, A. Corredor, L. Calderón, and M. Gómez, “Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia,” *FEDEDESARROLLO*, p. 90, 2013.
- [61] D. Visiga Delgado, “Generación eléctrica mediante un sistema híbrido hidráulico-fotovoltaico aislado de la red para una pequeña población rural,” 2009.
- [62] Y. M. Atwa, “Distribution System Planning and Reliability Assessment under High DG Penetration,” *Distribution*, vol. 1, p. 141, 2010.
- [63] O. R. AmayaG, M. a. Coos U, L. R. Duran M., and F. M. González-Longatt, “Modelado del Viento para Simulaciones Computarizadas de Sistemas de Potencia,” *Rep. Investig.*, p. 47, 2007.
- [64] R. G. Salazar; C. Cadena; A. Hernandez; L. Sarabia, G, “Modelo para estimar irradiancia e irradiación solar para día claro utilizando como parámetro variable la altura sobre el nivel del mar. planteo y primeros resultados,” *ASADES*, vol. 12, no. 5, pp. 49–55, 2008.
- [65] J. Duffie and W. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Tercera ed. widconsin: wiley john wiley & sons,inc, 2006.
- [66] CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), *Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica*, vol. 2. 2013, p. 206.
- [67] G. Salazar and B. Panchi, “Análisis de la Evolución de la Demanda Eléctrica en el Ecuador Considerando el Ingreso de Proyectos de Eficiencia Energética,” *Rev. Politécnica*, vol. 33, no. 1, 2014.
- [68] S. Villacís and D. Vaca, “Análisis de factibilidad de utilizar colectores solares para el calentamiento de agua en el hospital baca ortiz en la ciudad de Quito,” 2015.
- [69] J. López Villada, J. C. Bruno Argilagué, A. Coronas i Salcedo, Universitat Rovira i Virgili. Escola Tècnica Superior d’Enginyeria Química de Tarragona., and Universitat Rovira i Virgili. Departament d’Enginyeria Mecànica., *Integración de sistemas de refrigeración solar en redes de distrito de frío y de calor tesi doctoral*. 2011.

9.2 Resumen de Indicadores

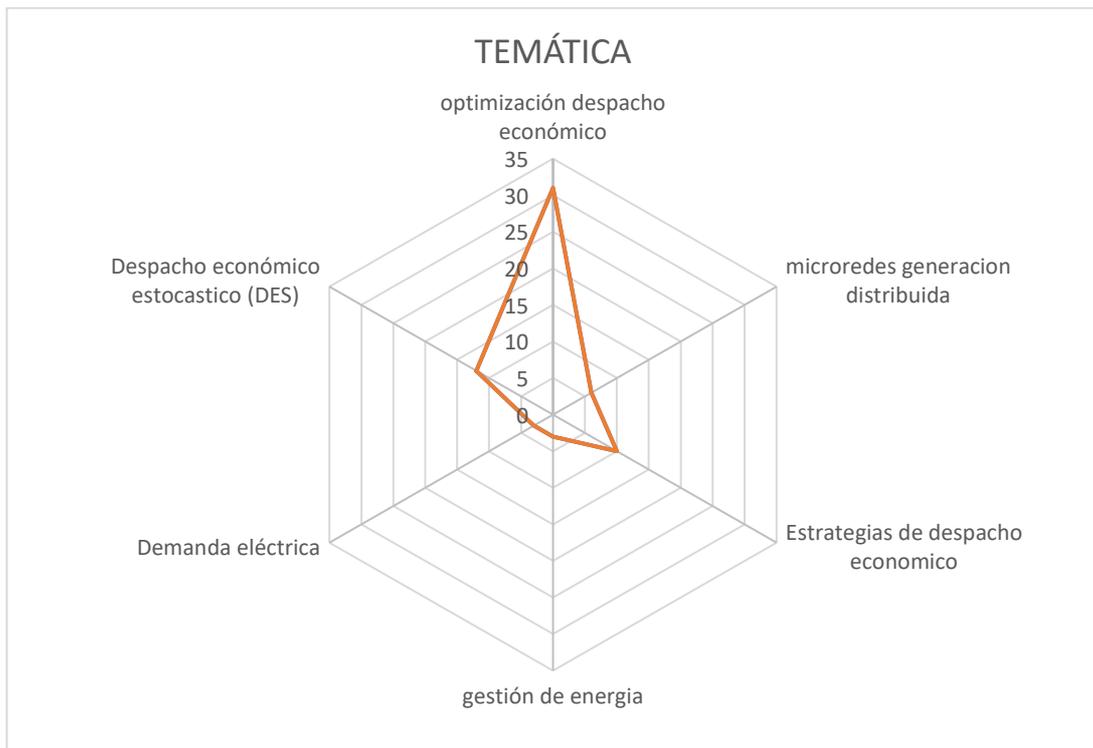


Figura 23. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

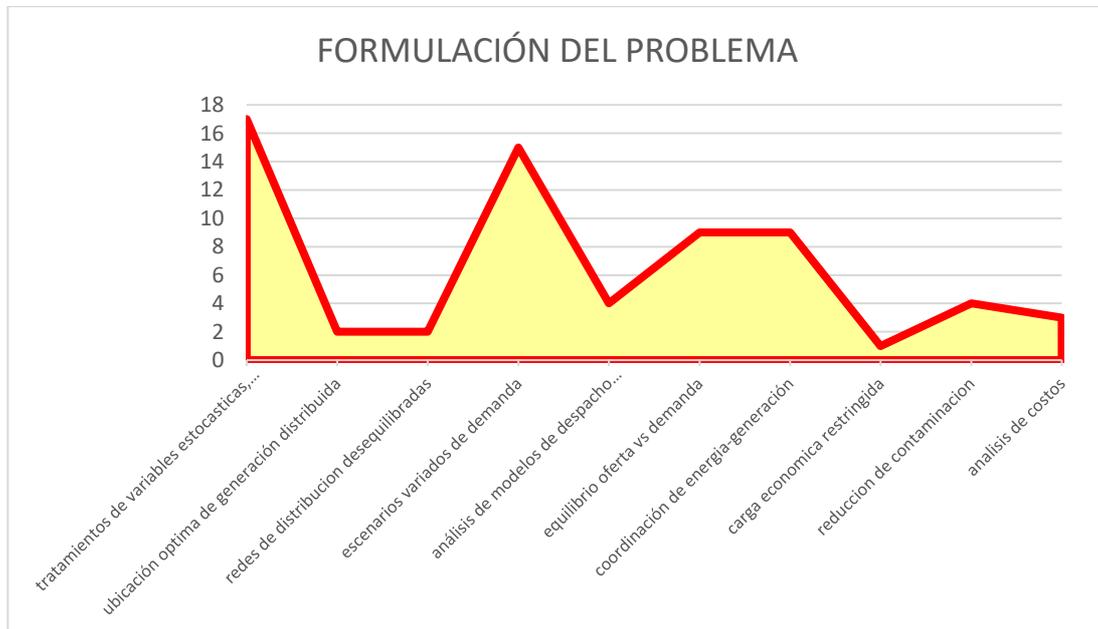


Figura 24. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

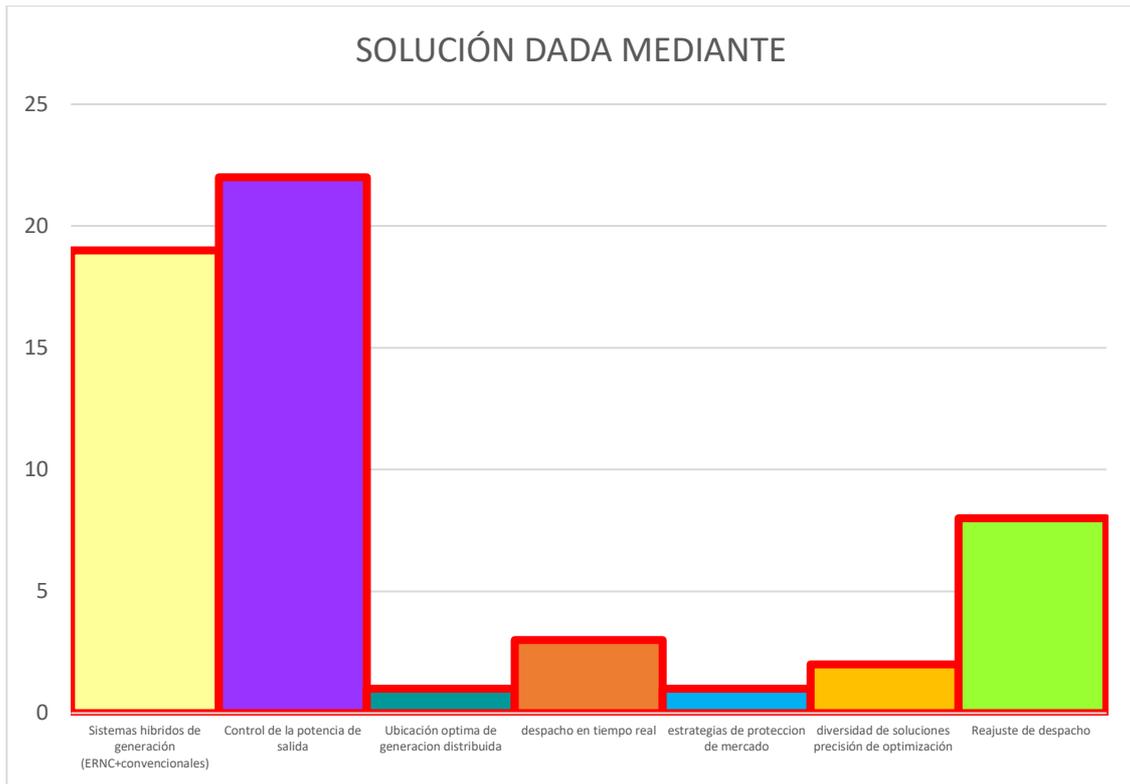


Figura 25. Indicador de solución - Estado del arte