

**DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO
CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN**



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO
CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN**

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

AUTOR: HENRY VLADIMIR MALES SANTOS
TUTOR: ALEXANDER AGUILA TELLEZ

Quito -Ecuador
2022

Henry Vladimir Males Santos

DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Henry Vladimir Males Santos (Y'1989-M'07). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Particular FRANCIS BACON” de la ciudad de Quito, dónde obtuvo el título de Bachiller Técnico en Comercio y Administración Especialización Informática. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se enfoca en el desarrollo de un modelo de optimización para obtener el despacho económico bajo contingencias del parque generador. hmales@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Tellez (Y'1981 – M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. En 2019 Recibió el título de Magíster en Ingeniería y 2021 el título de Doctor en Ingeniería, ambos, en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín. Es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador. aaguila@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

©2022 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

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

Yo, Henry Vladimir Males Santos con documento de identificación N° 1716466345 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, 28 de julio del año 2022

Atentamente,



Henry Vladimir Males Santos

1716466345

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

Yo, Henry Vladimir Males Santos con documento de identificación No. 1716466345, 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: “Despacho económico dinámico basado en costos considerando contingencias de las unidades de generación”, 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, 28 de julio del año 2022

Atentamente,



Henry Vladimir Males Santos

1716466345

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alexander Águila Téllez con documento de identificación N° 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN**, realizado por Henry Vladimir Males Santos con documento de identificación N° 1716466345, 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, 28 de julio del año 2022

Atentamente,



Ing. Alexander Águila Téllez, PhD.
1755983184

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	5
2.1	Operación y sus etapas en sistemas eléctricos de potencia	5
2.1.1	Etapa inferior.....	6
2.1.2	Etapa superior.....	6
2.2	Planeamiento operativo	6
2.2.1	Procedimiento de Despacho u operación económica del SEP	7
2.3	Contingencias en los sistemas de potencia.....	8
2.3.1	Análisis de contingencias	10
3	Despacho económico basado en contingencias de generación	10
3.1	Costos	11
3.2	Restricciones de velocidad de rampa	12
3.3	Restricción de estados y tiempos mínimos de actividad o inactividad	13
3.4	Límite de potencia de los generadores	14
3.5	Balance de carga y generación.	14
3.6	Reserva	14
3.7	Restricción de contingencia de generación	14
3.8	Pseudocódigo	15
4	Aplicación práctica.....	15
4.1	Parámetros para las unidades generadoras y de la demanda	16
4.2	Casos para análisis	18
5	Presentación de resultados.....	18
5.1	Resultados - Caso del primer análisis	18
5.2	Resultados 2do Caso	23
5.3	Análisis comparativo	27
6	Conclusiones	28
6.1	Trabajos futuros.....	29
7	Referencias	29
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	36
7.2	Resumen de Indicadores.....	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de un sistema eléctrico de potencia para la operación.....	3
Figura 2. Despacho económico considerando contingencias de los generadores	5
Figura 3. Curva costo de combustible.....	8
Figura 4. Curva de costos de combustible.....	11
Figura 5. Esquema general para el despacho con contingencia.	16
Figura 6. Probabilidad del recurso.	17
Figura 7. Demanda horaria.....	18
Figura 8. Despacho ERNC- Caso 1er.....	19
Figura 9. Despacho Térmica- Caso 1er.....	20
Figura 10. Despacho - Caso 1er.	21
Figura 11. Costos totales- Caso 1er.....	22
Figura 12. Despacho ERNC- Caso 2do.....	23
Figura 13. Despacho Térmica- Caso 2do.	24
Figura 14. Despacho - Caso 2do.	25
Figura 15. Costos totales- Caso 2do.....	27
Figura 16. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	41
Figura 17. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	41
Figura 18. Indicador de solución - Estado del arte.....	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo de solución.....	15
Tabla 2. Datos técnicos generadores térmicos	16
Tabla 3. Datos técnicos generadores térmicos	16
Tabla 4. Datos económicos generadores térmicos	16
Tabla 5. Datos generadores renovables	17
Tabla 6. Probabilidad del recurso.....	17
Tabla 7. Demanda horaria	17
Tabla 8. Despacho ERNC- Caso 1er.....	18
Tabla 9. Despacho Térmica- Caso 1er.	19
Tabla 10. Decisión de variables binarias- Caso 1er.	20
Tabla 11. Energía abastecida- Caso 1er.	21
Tabla 12. Costos generación térmica- Caso 1er.....	21

Tabla 13. Costos generación ERNC- Caso 1er.	22
Tabla 14. Costos totales - Caso 1er.	22
Tabla 15. Despacho ERNC- Caso 2do.	23
Tabla 16. Despacho Térmica- Caso 2do.	23
Tabla 17. Decisión de variables binarias- Caso 2do.	24
Tabla 18. Energía abastecida- Caso 2do.	26
Tabla 19. Costos generación térmica- Caso 2do.	26
Tabla 20. Costos generación ERNC- Caso 2do.	26
Tabla 21. Costos totales - Caso 2do.	27
Tabla 22. Energía -1er y 2do Caso.	27
Tabla 23. Costos ERNC-1er y 2do Caso.	28
Tabla 24. Costos Térmicos-1re y 2do Caso.	28
Tabla 25: Matriz de estado del arte.	36

DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Resumen

La investigación se orienta en la preparación de un modelo matemático de optimización entero mixto que permite determinar el despacho de potencia horaria del parque para un periodo de 24 horas, considerando las tecnologías renovables y de los generadores térmicos, con el fin de minimizar los costos operativos, los costos de arranque y parada de las unidades térmicas, incluyendo los costos asociados a la producción de energía renovable, tomando en cuenta la restricción para la contingencia de los generadores, aplicando además las restricciones de la entrega y retiro de potencia de los generadores, recurso primario asociado a las fuentes renovables, restricciones para satisfacer la carga, el encendido y apagado de las unidades de generación y la reserva del sistema, cuya resolución permite exponer los resultados notables de tipo técnico, económico y que promueven la búsqueda de la mejora en la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Palabras Clave: Gestión para contingencias, Energías renovables, Termoelectricidad, Programación óptima, Despacho de generación eléctrica.

Abstract

The research is oriented to the preparation of a mixed integer optimization mathematical model that allows determining the hourly power dispatch of the park for a 24-hour period, considering renewable technologies and thermal generators, in order to minimize operating costs, start-up and shutdown costs of the thermal units, including the costs associated with the production of renewable energy, taking into account the restriction for the contingency of the generators, also applying the restrictions of the delivery and withdrawal of power from generators, primary resource associated to renewable sources, restrictions to satisfy the load, the start-up and shutdown of the generation units and the system reserve, whose resolution allows exposing the remarkable results of technical, economic and that promote the search for improvement in the operation of electric power systems.

Keywords: Contingency management, Renewable energy sources, Optimal scheduling, Power generation dispatch, Thermoelectricity.

1 Introducción

La necesidad de optimizar recursos ha sido siempre un punto importante en la generación de energía a nivel mundial, ya que muchos sistemas eléctricos de potencia (SEP) se basan en generación de energías termoeléctricas no renovables y el costo relacionado con los combustibles fósiles siempre es crítico en los gastos de las arcas públicas. También se conoce el daño que causa este tipo de generación por motivo de sus los gases contaminantes al ambiente, por otro lado, el concepto de la integración asociado a energías renovables sean éstas convencionales o no convencionales representan costos menores y a su vez tienen menos repercusiones hacia el medio ambiente, es por ello que se prioriza su generación, en base a lo descrito la búsqueda de un despacho económico óptimo es trascendental en la operación de los sistemas eléctricos [1].

La creación y operación de los SEP es en sí uno de los más grandes logros de ingeniería de todos los tiempos, puesto que abarca temas tanto técnicos y científicos como políticos y ambientales, sin embargo, se puede decir que toda operación y control de los SEP está ligada a dos restricciones permanentes hasta el momento las cuales son [2]:

- Limitaciones técnicas de producción y transmisión que dependen de flujos de potencia que transitan en una red de nodos.
- Capacidad de almacenamiento de energía muy limitada, lo cual crea la necesidad de buscar un equilibrio constante entre generación y demanda.

Teniendo en cuenta estas dos restricciones mencionadas se puede decir que, si todos los usuarios del sistema mantienen los niveles de voltaje y frecuencia nominales existe un balance

entre producción y consumo de energía es decir un balance de potencia lo que es una de las finalidades de la operación de SEP [3].

Es importante denotar que los sistemas eléctricos en su mayoría se manejan bajo corriente alterna AC, lo que hace que existan problemas de potencias activas y reactivas, cada cual con consecuencias y métodos de control diferentes pero que el operador debe tener en cuenta, simplificando se puede decir que la potencia reactiva está relacionada al voltaje mientras que la activa se relaciona con la frecuencia del sistema, no obstante, este tópico es significativo para el control de los sistemas por lo que se han desarrollado un sinnúmero de estudios y aplicaciones [4].

La operación y control de un sistema eléctrico se puede descomponer en dos etapas o segmentos temporales. La etapa de acción rápida o inferior es la que se encarga de establecer el equilibrio ya mencionado en tiempo real por medio de la medición continua de la frecuencia en la red y la actuación que tienen mecanismos de control descentralizados ubicados en los nodos de generación. Por otro lado, se encuentra la etapa de acción lenta o superior que se encuentran centralizadas y que toman en cuenta aspectos menos técnicos y más económicos y de confiabilidad. Los sistemas de energía pueden ser regulados de manera monopólica por un solo ente, que en gran parte de los escenarios es de responsabilidad del gobierno, como en Ecuador, donde generalmente las disposiciones y operaciones son definidas por un único o pocos centros de control [2], [5], [6].

En la Figura 1 se observan las etapas inferior y superior, cada una con sus métodos y modelos, que se encuentran ordenadas de forma ascendente temporalmente hablando.

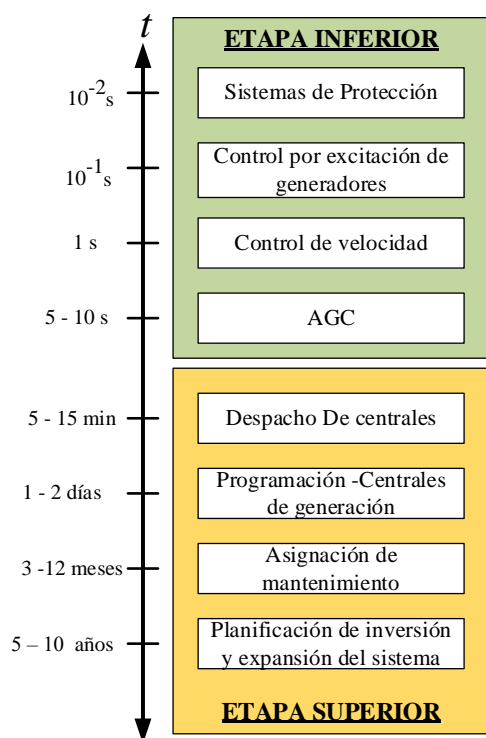


Figura 1. Esquema general de un sistema eléctrico de potencia para la operación [6].

Teniendo en cuenta que un sistema eléctrico está compuesto por N número de generadores y que cada generador tiene un diferente tipo de tecnología, es lógico pensar que los valores económicos relacionados con el mantenimiento de las centrales y la operación de las mismas varían, en base a esta premisa se desarrolla lo que hoy se conoce como despacho económico, que en esencia es la programación óptima de la salida de todas las unidades de generación operativas de manera que se reduzca significativamente el costo asociado al uso del combustible mientras se mantienen compensadas las restricciones propias del sistema [7], [8]. Otra forma de ver el despacho económico es el de constituir un proceso válido para definir la capacidad de generación total de cada central de tal forma que se minimicen sus costos de operación, esto quiere decir que se altera la potencia de salida de cada planta en los límites de operación aceptables para satisfacer la demanda con el costo mínimo de combustible, a esto se le

conoce como flujo óptimo de potencia (FOP)[9].

Al despacho económico se lo puede dividir en dos etapas: el compromiso de unidad y la salida o despacho de la unidad. El compromiso de unidad es realizado con antelación a la operación en tiempo real y es donde se define que unidades de generación tendrán disponibilidad para ser utilizadas, por otro lado, la salida de potencia de la unidad se refiere a la potencia, activa o reactiva, que entrega el generador previamente comprometido en tiempo real.

Es por esto por lo que los principales objetivos del despacho económico son [10]:

- Planificar el compromiso y salida de las unidades de generación de forma que se minimice el costo de operación y se cumplan las restricciones de FOP.
- Minimizar los gases de efecto invernadero tales como CO, CO₂, SO₂, entre otros, que son producidos por centrales termoeléctricas.
- Conservar los límites de estabilidad y seguridad en el sistema [11].

Cuando se menciona que el sistema debe mantener ciertos límites de seguridad y confiabilidad, se habla de que el operador debe ser capaz de conservar los límites de voltaje, frecuencia y flujos de potencia en sus valores nominales o preestablecidos en todo el sistema teniendo en cuenta la variación constante entre la oferta y la demanda como se estudia en [12], y también reaccionando y corrigiendo de manera oportuna las causas y efectos ocasionados por eventos impredecibles no deseados conocidos como contingencias, por lo que existe todo un análisis y estudio de protección y prevención ante estos fallos tal como se realizó en [13], [14], cabe mencionar que el sistema puede colocarse en dos etapas o estados los cuales se mencionan en [15], [16] y son:

- **Estado normal:** Se dice que el SEP se encuentra en estado normal cuando la demanda y todas las restricciones de operación están siendo cumplidas, es decir cuando todos los elementos del sistema están trabajando dentro de sus límites y valores nominales.
- **Estado de emergencia:** Cuando las variables se encuentran fuera de los límites de operación prestablecidos por motivo de una variación brusca en la demanda o una contingencia, por lo que son necesarios acciones correctivas para regresar al estado normal del sistema.
- **EPM recursiva:** Aplica un método de aproximación.
- **Ramificación y acotación:** Es el método típico para la programación de valores enteros.
- **Descomposición de Benders:** Descompone la EPM en un problema continuo y entero, esto mejora la eficiencia de la optimización en una red a gran escala, ya que segmenta el problema en subsecciones, reduciendo así el número de iteraciones necesarias.

Se puede apreciar a simple vista que en los SEP, la operación y control tiene un grado alto de complejidad tanto en su análisis como en la ejecución, es por ello por lo que se han creado varios métodos probabilísticos de optimización que ayudan a determinar los parámetros óptimos tanto técnicos como económicos como los desarrollados en [17]–[19], adicionalmente se emplean también los modelos más utilizados como son el método de la gradiente en [20], el multiplicador de Lagrange como [21], [22], en [23], [24] que utiliza la optimización de Newton-Raphson [25], [26], entre otros [27], [28].

En el presente artículo, para resolver el problema de optimización de los SEP, se utilizó la programación entera mixta (PEM), en base a [29] que toma variables enteras como la relación de derivación de los transformadores, el estado activo o inactivo de las unidades o el ángulo de cambio de fase. La PEM, exige una amplia cantidad de iteraciones debido al gran número de variables discretas esto hace necesario que los recursos informáticos sean adecuados para cumplir este trabajo. Las técnicas utilizadas para evaluar flujos de potencia óptimos mediante PEM son [30]:

La EPM es utilizada en [31]–[33] para resolver problemas de optimización de flujo de potencia y de compromiso de unidades de generación como lo aplicado en [34]–[36], dando así paso para un despacho económico confiable y preciso. Por estas superioridades y robustez en los cálculos, el actual trabajo propone establecer un modelamiento matemático para ser sujeto de optimización a través de la programación entera mixta que determinará la salida del generador de forma horaria que usan energías renovables y térmicas. La metodología se sustenta en la reducción óptima de los costos concernientes con la operación y los relacionados al arranque y parada de los generadores; y, se aplicarán restricciones de tipo técnico al sistema modelado para cumplir con la demanda, límites operativos inscritos a centrales, así también la potencia máxima que entrega o retira del sistema de forma horaria, arranque y parada de generadores, contingencias de la salida de las unidades de generación y la reserva rodante. En la Figura 2 se exhibe el estudio a desarrollar.

En base a lo propuesto se procede a desarrollar seguidamente dicho estudio que puntualmente se divide de la siguiente manera: primeramente en la Sección 2 se describe los fundamentos teóricos sobre la operación de los SEP, su operación económica y las contingencias que se presentan en dicha operación; a

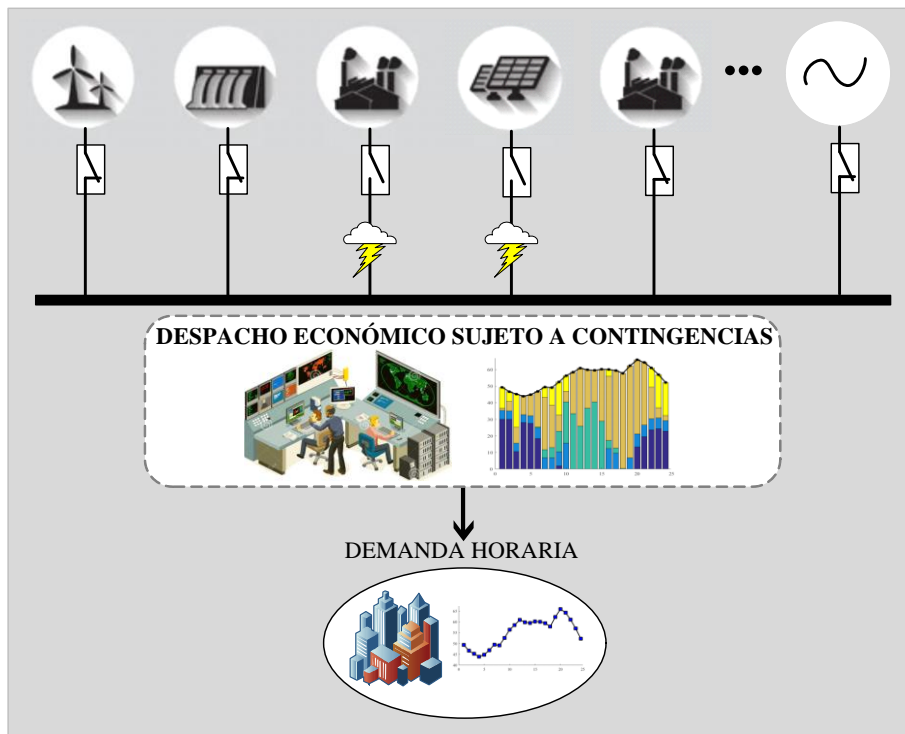


Figura 2. Despacho económico considerando contingencias de los generadores [autor].

continuación se plantea el problema de operación económica basado en contingencias de generación y se nombra Sección 3; posteriormente en la Sección 4 expone la aplicación del modelo junto con los resultados que se han logrado y su estudio en la Sección 5 y en la Sección 6 se exterioriza las conclusiones derivadas del estudio y los probables futuros trabajos a desarrollarse.

2 Marco teórico

En esta sección se describirá a mayor detalle sobre los procesos y etapas de puesta en marcha y control de los sistemas de energía, se describirá sobre la planificación de los sistemas y la reserva que estos deben tener para poder actuar ante situaciones de emergencia, profundizaremos con más detalle la importancia del despacho económico, sus principales fundamentos teóricos y modelos de cálculo, por último, se definirá el concepto de contingencias sus causas y efectos en la red y el análisis que se hace para poder pronosticar y evitar al

máximo la ocurrencia de estas acciones indeseadas.

2.1 Operación y sus etapas en sistemas eléctricos de potencia

El concepto más importante de la operación de SEP es el de brindar confiabilidad y seguridad a los usuarios evitando al máximo los cortes o interrupciones de servicio y a su vez tratar de minimizar costos [5].

La operación de los SEP es naturalmente compleja debido al gran número de variables y de la incertitud propia del sistema. Por estos factores es indispensable la supervisión y control de un operador, en muchos casos único en otros varios pero que estén perfectamente coordinados, para ser capaces de responder de forma eficaz los requerimientos más complejos, por medio del manejo de equipos y datos en tiempo real del sistema [37].

El operador tiene que planificar el despacho de energía de tal manera que la producción eléctrica sea lo más económica posible, y que, a su vez, se cumplan requisitos de seguridad y confiabilidad.

Como se mencionó anteriormente el control y operación de los SEP se divide en dos etapas las cuales se procederá a detallar.

2.1.1 *Etapas inferior*

Son las operaciones y métodos de acción rápida que actúan en tiempo real para mantener el balance de potencia, en esta etapa se encuentra los siguientes componentes.

- 1) **Control por inercia:** se sabe que los sistemas eléctricos de potencia están conformados por grandes generadores síncronos los cuales poseen altos niveles de inercia de rotación que consecuentemente son importantes métodos de amortiguación del sistema, siendo el primer procedimiento de control y corrección puesto que cualquier desequilibrio que pueda suscitarse estará principalmente respaldado por la variación de este tipo de energía [38].
- 2) **Control de velocidad:** también conocido como control del gobernador, es un procedimiento de control rápido ante la variación de frecuencia, el cual se basa en aumentar la potencia mecánica del eje de los generadores, este control trabaja de forma inmediata porque la frecuencia es medida en el mismo nodo donde actúa, por lo que también es un control local [39].
- 3) **AGC:** el control automático de generación también conocido como control de frecuencia de carga actúa dentro de un área geográficamente considerable como un país o regiones interconectadas. El error de control de área (ECA) es una señal que se obtiene a través de la combinación lineal de la variación de frecuencia en las redes de transporte y el desbalance de los flujos de carga en las líneas de conexión entre áreas. El principal

propósito de los AGC es que el ECA sea cero [40].

2.1.2 *Etapas superior*

En esta etapa ya no existe un control y operación inmediata, más bien aquí se toman medidas de carácter económico y de planeación en los horizontes temporales de pequeño, medio y extenso plazo.

- **Despacho económico:** es el nivel de operación que abarca específicamente los objetivos económicos de los agentes encargados de la producción, transporte y comercialización energética. El despacho económico es una variación en los ajustes de los generadores con el objetivo de reducir costos de operación. El despacho económico se realiza cada 5 a 15 minutos diariamente y tiene como núcleo la optimización del flujo de potencia para reducir la producción variable [41].
- **Programación de las unidades de generación:** esta etapa es similar al despacho económico, ya que tienen el objetivo de minimizar costos, sin embargo es un nivel más compleja ya que toma en cuenta parámetros técnicos como la curva de arranque de los generadores y el factor de disponibilidad de las centrales eléctricas, el AGC va de la mano con esta etapa para dar mayor confiabilidad al sistema, es aquí donde se define la cantidad de reserva giratoria o rodante necesaria para ayudar a los generadores en caso de una contingencia o falla de cualquier unidad, su actuación tiene un tiempo de entre 1 o 2 días de anticipación [42].

2.2 **Planeamiento operativo**

Una de las características más propias de la electricidad es que no puede ser almacenada

de forma suficiente para ser utilizada en un momento específico. En un sistema eléctrico en cada intervalo de tiempo la generación de energía debe ser igual que la demanda. Para que esto se cumpla es necesario reservar la cantidad necesaria de producción a la que se pueda recurrir de forma inmediata. A esta se la conoce como reserva de giro o rodante, y se adopta la definición como la diferencia entre la capacidad total de las unidades de generación en marcha y la potencia real entregada. De esta manera a pesar de que exista una interrupción forzada de toda una unidad, el sistema puede prevalecer si la reserva rodante es adecuadamente grande. La posesión de reserva rotatoria favorece de manera directa a la seguridad y confiabilidad del suministro de energía hacia los usuarios, por lo que consecuentemente es de gran relevancia al momento de planificar la operación [43], [44].

La planificación de la operación a corto plazo, usualmente se proyecta por horas con uno o más días de anticipación, se procesa en dos pasos [45]:

- En el primero se pronostica la demanda de energía por medio de la curva de demanda para el periodo o lapso considerado.
- En el segundo paso se optimiza el uso de unidades disponibles en base al costo de generación considerando límites de seguridad y confiabilidad.

Teniendo en cuenta que la planificación de la operación a corto plazo es una predicción ante un evento incierto, el operador del sistema tiene que solucionar esta labor de manera iterativa. Para ello se puede suponer pronósticos meteorológicos, el influjo de la variación de la demanda por motivos socioculturales, la disponibilidad real de las unidades de generación tomando en cuenta posibles mantenimientos preventivos o correctivos, todo ello para la

optimización del despacho y el cálculo adecuado de la reserva rodante necesaria [46][47]. Es por eso por lo que los softwares y herramientas computacionales se han vuelto de suma importancia para el cálculo y optimización ya mencionado. Juntamente con las predicciones ya mencionadas es necesario también pronosticar la carga máxima diaria del sistema eléctrico, la carga puntual en ciertos intervalos. Referente a lo descrito es importante destacar una de las principales actividades para planear las actividades relacionadas a operar los sistemas energéticos es el Despacho Económico u operación económica.

2.2.1 Procedimiento de Despacho u operación económica del SEP

El problema de despacho de potencia es una operación de carácter económico tiene como principal objetivo repartir la demanda o carga a las unidades de generación existentes de tal forma que el costo de operación, principalmente el de las centrales termoeléctricas sea el menor posible, siempre tomando en cuenta los límites de generación de cada unidad [48].

El concepto de despacho económico no es nuevo, puesto que sus primeros postulados aparecieron a comienzos de la década de 1920, exponiendo la importancia de establecer horarios de operación de cada unidad por medio del cálculo del consumo de combustible para los diferentes casos y combinaciones posibles de las turbinas de generación a diferentes niveles de carga. Desde estos inicios y hasta la actualidad se han desarrollado varios métodos siendo el de criterio de igual costo incremental el más conocido [7].

Los generadores de un sistema en base a la tecnología que utilicen tienen diferentes coeficientes de costo, ya que depende de varios componentes como la vida útil, los factores de planta y los costos de inversión y operativos (combustibles) y de mantenimiento, es decir, costos fijos y

variables de producción, por lo que de este depende y define la operación económica óptima del sistema y como se denota depende de muchas variables.

Es importante recalcar que el despacho económico ayuda de forma directa a la minimización de gases contaminantes o de efecto invernadero, ya que al buscar reducir la utilización de centrales que emiten estos gases, por motivo de sus elevados costos de producción debido al uso de combustibles fósiles, reducen de forma paralela este tipo de emisiones, por lo que se le da una especial importancia al cálculo y estudio del despacho económico, existiendo varios artículos que profundizan este tema como [49], [50].

2.2.1.1 Costo de generación

El costo de la generación es el elemento base para definir y crear un óptimo despacho económico motivo por el cual es indispensable comprender como se relaciona el costo junto con la energía generada, este costo varía dependiendo del tipo de tecnología utilizada [7].

Para los generadores, el costo del combustible representa la mayor parte del costo total, mientras que el restante está definido por costos de mantenimiento, operación y emisión. La curva de costo del combustible se construye a partir de una función cuadrática definida por la ecuación (1) y se representa en la Figura 3 [51]:

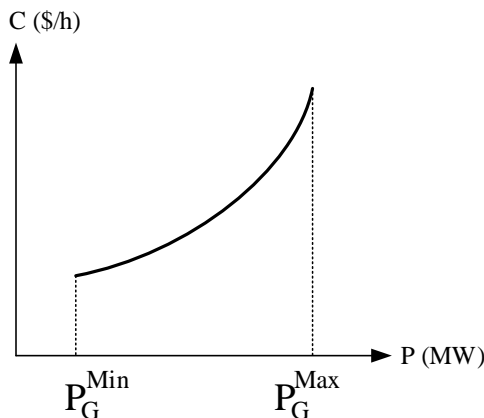


Figura 3. Curva costo de combustible.

$$C(P_G) = a + bP_G + cP_G^2 \quad (1)$$

Los coeficientes (a, b, c) de cada unidad se obtienen a partir de las características de diseño específicas de fábrica o también a través de mediciones de campo. Los límites de operación se pueden definir por la siguiente inecuación [52]:

$$cP_G^{Min} \leq P_G \leq cP_G^{Max} \quad (2)$$

El inconveniente de la función (1) es que al ser una ecuación cuadrática convierte al problema de optimización en no lineal, lo que complica el cómputo y por lo cual es necesario el uso de softwares especializados. GAMS es una herramienta computacional de alto nivel diseñada para lograr la resolución de contrariedades de optimización de tipo lineal y no lineal, que contiene un gran número de librerías y solucionadores que facilitan la obtención de resultados convergentes y óptimos, es por tal motivo que se empleará este software en este artículo porque proporciona el camino para establecer el despacho económico multi horario que tiene como objetivo involucrar las contingencias de interrupción por la salida de las unidades de generación, además de la reserva del sistema, las rampas de los generadores de arranque y parada, recurso de fuentes renovables, condiciones coligadas a cubrir a la carga, el encendido y apagado de las unidades de generación, para minimizar los costos operativos y los costos de arranque y detención de las unidades.

2.3 Contingencias en los sistemas de potencia

Una contingencia puede ser definida como todo cambio imprevisto a corto plazo en la oferta, demanda o en las condiciones de la red, es por eso por lo que los operadores del sistema invierten tiempo para prevenir y controlar sucesos como los descritos a continuación [53]:

- Todo cambio en las condiciones de generación de tal manera que no exista la posibilidad de producir en base a su curva de costo marginal

prestablecida, como la interrupción física de parcial o total de la central generadora, o cambios en los recursos primarios como puede ser la radiación solar o velocidad de viento en el caso de las ERNC.

- Cambios en las medidas de demanda de forma tal que un usuario o no pueda consumir de acuerdo con su curva de carga previamente proyectada, por motivo de la falla de una central local o por el cambio de condiciones de producción aguas abajo que afecten la demanda o también debido a variaciones climáticas.
- Cualquier permutación en las condiciones de operación normal de la red que en consecuencia resulte en la variación de flujos de energía no factibles, como por ejemplo la interrupción de un elemento o cambio en la clasificación de una línea.

Las contingencias creadas por generadores y líneas son las más comunes, provocando dos tipos de infracciones [54]:

- **Infracciones de los límites de potencia en las líneas:** Cuando existe una sobre corriente en las líneas se da este tipo de violación en los límites o rating de MVA delimitados. Las líneas se diseñan de tal forma que puedan resistir el 125% de su valor nominal, tomando en cuenta datos históricos, cuando la corriente supera del 80% al 90% de su límite, se puede declarar contingencia.
- **Límites de voltaje nominal:** esta infracción ocurre principalmente en las barras del sistema. Infringiendo el valor nominal que generalmente está delimitado entre 0.95-1.05 p.u. Generalmente la potencia reactiva es la causante principal de las variaciones de voltaje [55], [56], y en

caso de una sobretensión se utilizan reactores para disminuir el valor caso contrario los bancos de capacitores son los sistemas para aumentar el nivel de tensión en las barras.

Ejemplos típicos de contingencias en los sistemas energéticos son [57]:

- La salida imprevista de una sola unidad de una central de generación.
- La pérdida de una línea de transmisión de doble circuito.
- La falla de un transformador de distribución.
- Grandes caídas de generación eólica.
- Pérdida de un equipo de compensación en paralelo
- Falla de selector o disyuntor en subestaciones de transmisión
- Pérdida de múltiples elementos por falla de equipos de protección
- Despeje atrasado de equipo de protección.

Los esquemas de acción correctiva (EAC) son los pasos o procedimiento que un operador o empresa eléctrica debe llevar a cabo para restablecer un sistema ante una contingencia. Los EAC se diseñan para atenuar contingencias específicas que pueden ser únicas o múltiples y que al llevarse a cabo ponen en marcha acciones correctivas que previene un colapso crítico irremediable. Las acciones remediabiles, dependiendo el caso o contingencia pueden ser las siguientes [58]:

- Aislamiento de la falla.
- Redireccionamiento del despacho.
- Accionamiento de transformadores cambiadores de toma con carga.
- Conmutación de condensadores de derivación, entre otras.

Las políticas y estándares actuales con los que se rigen los operadores de los SEP

tales como el NERC, demandan que los sistemas tengan la capacidad de soportar y recobrase de toda primera contingencia o falla aislada única. Se podría casi asegurar que a futuro estos estándares solicitarán la misma confiabilidad para una segunda contingencia, por lo que la planificación en base al análisis de contingencias es de suma importancia [59].

2.3.1 *Análisis de contingencias*

Se puede decir que el análisis de contingencias es una simulación de escenarios inciertos que evalúa, calcula y anticipa los impactos y consecuencias de un sistema eléctrico de potencia cuando ocurren imprevistos negativos. Se conoce que una contingencia es una falla de una pequeña parte del sistema, como puede ser una línea secundaria o un equipo individual, definiendo a estos sucesos como interrupciones no planificadas [60].

El análisis de contingencias por lo tanto es una herramienta computacional que utiliza un modelo matemático-probabilístico que simula el sistema eléctrico para evaluar efectos y calcular sobrecargas ante eventos de interrupción. Este estudio permite a los operadores del sistema estar mejor preparados ante estas posibles fallas por medio de la aplicación de escenarios de restauración planificados de forma previa. Se puede asegurar que un SEP es seguro cuando es capaz de soportar el fallo o carencia de uno o más equipos o elementos de la red y a pesar de esto seguir operando sin mayor dificultad [61].

Posteriormente a una contingencia, el sistema eléctrico puede encontrarse en uno de los siguientes estados o nivel de problema [62]:

- **Nulo:** Cuando el SEP se restablece después de la contingencia sin alterar o sobrecargar ningún otro equipo o elemento.
- **Severo:** En este estado algunos elementos como líneas o

transformadores sufren sobrecargas y existe la posibilidad de que se dañen los elementos por completo.

- **Crítico:** Es el peor caso, el sistema se vuelve inestable y se deben tomar medidas extremas como para su recuperación.

El enfoque estándar realiza una simulación única de contingencia (N-1) mientras que enfoques más rigurosos y especializados toman eventos (N-2) lo que significa cortes o contingencias simultaneas, lo cual hace que los cálculos y simulaciones sean más complejas y costosas.

Otra aplicación importante del análisis de contingencias es la planificación de la programación del retiro o interrupciones por mantenimiento, este proceso ayuda a reducir el riesgo por complicaciones evitando errores de selección, al evitar interrupciones simultaneas de elementos críticos [63].

3 Despacho económico basado en contingencias de generación

El presente estudio propone la formulación de un modelo óptimo que establecerá la operación económica para múltiples periodos basado en los costos de las plantas de producción energética, considerando la implicación de generadores térmicos y el uso eficientemente de la energía de las fuentes alternativas tomando en cuenta el impacto técnico y económico de las contingencias en las unidades de generación. En este sentido, la solución del modelo propuesto será realizado por medio de la programación entera mixta, tomando en cuenta las restricciones asociadas a: las rampas de las unidades de generación, la probabilidad de ocurrencia del recurso primario de las fuentes alternativas o renovables, el abastecimiento de la demanda, el encendido y apagado de las

unidades de generación y la reserva sistema eléctrico. Seguidamente, se procede a describir cada una de las funciones asociadas al modelo matemático.

3.1 Costos

La función objetivo que se propone para el modelo de optimización se relaciona con la minimización de los costos, los cuales se encuentran divididos en: los costos asociados al recuso de las plantas para la operación, los costos de puesta en marcha y parada y los costos operativos de la generación renovable. La función objetivo expresada de forma matemática es mostrada a continuación.

$$\text{Costo} = \sum_{i,t} CC_{i,t} + CA_{i,t} + CP_{i,t} + CO_{i,t} \quad (3)$$

Los primeros tres compontes de la función corresponden a los costos del carburante, puesta en marcha y parada aplicable a las centrales térmicas, mientras que el ultimo componte se refiere al costo operativo de las centrales que usan recursos renovables. En los siguientes puntos, se detalla las características de las unidades señaladas.

a) Costo de Combustible $CC_{i,t}$

El modelo de optimización corresponde a un problema entero mixto, en tal sentido, el costo de combustible corresponde a una función cuadrática que debe ser linealizada de conformidad a lo descrito en [64].

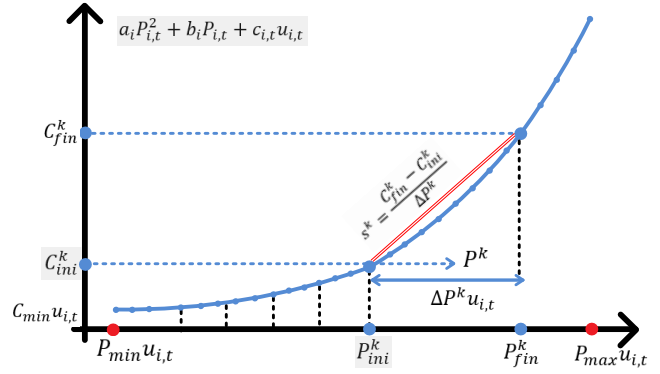


Figura 4. Curva de costos de combustible [64].

$$0 \leq p_{i,t}^k \leq \Delta p_i^k \cdot \mu_{i,t}, \quad \forall k = 1 \dots n \quad (4)$$

$$\Delta p_i^k = \frac{P_i^{max} - P_i^{min}}{n} \quad (5)$$

$$P_{i,ini}^k = (k - 1) \cdot \Delta p_i^k + P_i^{min} \quad (6)$$

$$P_{i,fin}^k = \Delta p_i^k + P_{i,ini}^k \quad (7)$$

$$P_{i,t} = \mu_{i,t} \cdot P_i^{min} + \sum_k p_{i,t}^k \quad (8)$$

$$C_{i,ini}^k = a_i \cdot (P_{i,ini}^k)^2 + b_i \cdot P_{i,ini}^k + c_i \quad (9)$$

$$C_{i,fin}^k = a_i \cdot (P_{i,fin}^k)^2 + b_i \cdot P_{i,fin}^k + c_i \quad (10)$$

$$S_i^k = \frac{C_{i,fin}^k - C_{i,ini}^k}{\Delta p_i^k} \quad (11)$$

$$CC_{i,t} = a_i \cdot (P_i^{min})^2 + b_i \cdot P_i^{min} + c_i \cdot \mu_{i,t} + \sum_k S_i^k \cdot p_{i,t}^k \quad (12)$$

De la formulación matemática detallada, la ecuación (12) representa la función linealizada del costo del combustible de los generadores térmicos.

Donde:

- i Conjunto de los generadores térmicos i .
- t Horas del período analizado.
- k Segmentos de partición de la curva de costos.
- $CC_{i,t}$ Costo de combustible del generador termoeléctrico i en la hora t .

a_i	Factor que ajusta la representación de la función cuadrática de costo de la unidad de generación i [USD/MWh ²].
P_i^{min}	Mínima potencia del generador i .
b_i	Coefficiente que ajusta el desplazamiento de la función de costo del generador i [USD/MWh].
C_i	Constante de la función de costo del generador i [USD].
$\mu_{i,t}$	Variable binaria del estado de encendido/apagado de la unidad de generación i en el momento t .
S_i^k	Variación del costo con respecto a la potencia del generador i en el segmento k .
$p_{i,t}^k$	Potencia del generador i en la hora t en el segmento k .
$P_{i,t}$	Potencia total del generador i en la hora t .

b) Costo de Arranque $CA_{i,t}$ y Parada $CP_{i,t}$

Estos componentes representan a los costos que se incurre cuando el generador térmico se enciende o se apaga, los cuales resultan de los aspectos constitutivos relacionados con el tipo de tecnología, cuya formulación matemática corresponde a lo descrito seguidamente.

$$CA_{i,t} = Cs_i \cdot y_{i,t} \quad (13)$$

$$CP_{i,t} = Cd_i \cdot z_{i,t} \quad (14)$$

Donde:

$CA_{i,t}$	Costo de puesta en marcha de la planta de generación i en la hora t [USD].
$CP_{i,t}$	Costo de parada del generador i en la hora t [USD].
Cs_i	Costo de arranque unitario del generador i que depende de su tecnología y características constitutivas [USD].
Cd_i	Costo de parada unitario del generador i que depende de su tecnología y características constitutivas [USD].

$y_{i,t}$	Variable binaria que decide el encendido del generador i en la hora t .
$z_{i,t}$	Variable binaria que decide el apagado o parada del generador i en la hora t .

c) Costo Operativo $CO_{i,t}$

El costo operativo corresponde al valor económico que resulta del producto entre el precio de producción de los generadores renovables y la producción de dichos generadores que resulten del despacho, su ecuación corresponde a la siguiente:

$$CO_{i,t} = PR_i \cdot P_{i,t} \quad (15)$$

Donde:

$CO_{i,t}$	Costo operativo de los generadores renovables i .
PR_i	Precio de los generadores renovables por su producción.
$P_{i,t}$	Potencia asignada a los generadores renovables resultante del despacho.

3.2 Restricciones de velocidad de rampa

La producción de energía de la unidad generadora i en el momento t debe estar dentro de los límites de operación mínimos $\underline{P}_{i,t}$ y máximos $\overline{P}_{i,t}$ en función del tiempo, los cuales no son necesariamente iguales a la potencia mínima P_i^{min} y máxima P_i^{max} , respectivamente. Las restricciones de subida/bajada se modelan de la siguiente manera:

$$\underline{P}_{i,t} \leq P_{i,t} \leq \overline{P}_{i,t} \quad (16)$$

$$\overline{P}_{i,t} \leq P_i^{max} [\mu_{i,t} - z_{i,t+1}] + SD_i \cdot z_{i,t+1} \quad (17)$$

$$\overline{P}_{i,t} \leq P_{i,t-1} + RU_i \cdot \mu_{i,t-1} + SU_i \cdot y_{i,t} \quad (18)$$

$$\underline{P}_{i,t} \geq P_i^{min} \cdot \mu_{i,t} \quad (19)$$

$$\underline{P}_{i,t} \geq P_{i,t-1} - RD_i \cdot \mu_{i,t} - SD_i \cdot z_{i,t} \quad (20)$$

Donde:

$\overline{P}_{i,t}$	Límite operativo superior del generador i en la hora t
$\underline{P}_{i,t}$	Límite operativo inferior del generador i en la hora t
SD_i	Límite inferior de potencia que puede entregar el generador i antes del apagado
SU_i	Límite superior de potencia que puede entregar el generador i al encendido
RD_i	Rampa de toma de energía de la planta generadora i .
RU_i	Rampa de entrega de energía de la planta generadora i .

Para explicar los límites operativos superiores, se deben tener en cuenta algunos supuestos:

- El límite operativo superior debe ser siempre menor que la capacidad de la unidad i , esto significa que $\overline{P}_{i,t} \leq P_i^{max}$
- En caso de apagado de la unidad i en la próxima hora ($t+1$): $\overline{P}_{i,t} \leq SD_i \cdot z_{i,t+1}$. Ya que $P_{i,t+1} = 0$ así que $P_{i,t}$ no puede ser mayor que SD_i .
- Si la unidad ha estado encendida en la hora anterior $\mu_{i,t-1} = 1$ y se va a mantener encendida entonces $P_{i,t}$ no puede incrementarse más que RU_i . Lo que significa que: $\overline{P}_{i,t} \leq P_{i,t-1} + RU_i \cdot \mu_{i,t-1}$.
- Si la unidad ha estado apagada en la hora anterior $\mu_{i,t-1} = 0$ y se enciende a la hora t ($y_{i,t} = 1$) entonces $P_{i,t}$ no puede incrementarse más que SU_i . Lo que significa que: $\overline{P}_{i,t} \leq SU_i \cdot y_{i,t}$.

Por su parte para explicar los límites operativos inferiores, se deben tener en cuenta algunas suposiciones:

- Si la unidad está encendida en el momento t , entonces la potencia generada debe ser mayor que $P_i^{min} \cdot \mu_{i,t}$.

- Si la unidad está encendida en el tiempo $t-1$ y permanece encendida en el tiempo t ; $t+1$ entonces la potencia generada en el tiempo t debe ser mayor que $P_{i,t-1} - RD_i \cdot \mu_{i,t}$.
- Si la unidad está encendida en el momento $t-1$ y apagado en el momento t , entonces la potencia generada en el momento $t-1$ debe ser $P_{i,t-1} \leq SD_i \cdot z_{i,t}$.

3.3 Restricción de estados y tiempos mínimos de actividad o inactividad

Estas restricciones están asociadas a los estados de encendido y apagado, así como también considera los tiempos mínimos para mantener encendido o apagado el generador tipo térmico. A continuación, se presenta las restricciones de los estados.

$$y_{i,t} - z_{i,t} = \mu_{i,t} - \mu_{i,t-1} \quad (21)$$

$$y_{i,t} + z_{i,t} \leq 1 \quad (22)$$

$$y_{i,t}, z_{i,t}, \mu_{i,t} \in \{0,1\} \quad (23)$$

En las restricciones que describen los tiempos mínimos de encendido se describen a continuación:

$$\sum_{t=1}^{\tau_i} 1 - \mu_{i,t} = 0 \quad (24)$$

$$\sum_{t=\delta}^{\delta+UT_i-1} \mu_{i,t} \geq UT_i \cdot y_{i,\delta}, \quad (25)$$

$$\forall \delta = \tau_i + 1 \dots T + 1 - UT_i$$

$$\sum_{t=\beta}^T \mu_{i,t} - y_{i,t} \geq 0, \quad (26)$$

$$\forall \beta = T - UT_i + 2 \dots T$$

$$\tau_i = \min\{T, (UT_i - U_i^0) \cdot \mu_{i,t=0}\} \quad (27)$$

Donde:

- UT_i Tiempo mínimo de encendido del generador térmico i .
- U_i^0 Tiempo mínimo de encendido en el período $t=0$.

En las restricciones que describen los tiempos mínimos de apagado se describen a continuación:

$$\sum_{t=1}^{\vartheta_i} \mu_{i,t} = 0 \quad (28)$$

$$\sum_{t=\gamma}^{\gamma+DT_i-1} 1 - \mu_{i,t} \geq DT_i \cdot z_{i,\gamma}, \quad (29)$$

$$\forall \gamma = \vartheta_i + 1 \dots T + 1 - DT_i$$

$$\sum_{t=\alpha}^T 1 - \mu_{i,t} - z_{i,t} \geq 0, \quad (30)$$

$$\forall \alpha = T - DT_i + 2 \dots T$$

$$\vartheta_i = \min\{T, (DT_i - S_i^0) \cdot (1 - \mu_{i,t=0})\} \quad (31)$$

Donde:

- DT_i Tiempo mínimo de apagado del generador térmico i .
- S_i^0 Tiempo mínimo de apagado en el período $t=0$.

3.4 Límite de potencia de los generadores

La estructura de los generadores obliga a que su entrega o retiro de potencia del sistema este limitado a su constitución física, por lo que la enunciación matemática es:

$$P_i^{min} \leq P_{i,t} \quad (32)$$

$$P_i^{max} \geq P_{i,t} \quad (33)$$

3.5 Balance de carga y generación.

La restricción garantiza el abastecimiento de la demanda por parte del parque generador, su descripción matemática se muestra a continuación:

$$\sum_i P_{i,t} + \sum_l P_{l,t} \geq Carga_t \quad (34)$$

Donde:

- $Carga_t$ Carga del sistema en el periodo de hora t .
- $P_{l,t}$ Potencia de los generadores renovables l en la hora t .

3.6 Reserva

Uno de los recursos más importantes que utiliza el operador del sistema se denomina reserva rodante, la cual se usa para cubrir el acrecentamiento súbito de la carga, la reducción rápida de la producción de energía renovable o la interrupción no planificada de la unidad generadora. La reserva rodante es suministrada por unidades generadoras en línea que están sincronizadas con el sistema y pueden acelerar para satisfacer la demanda. La formulación se describe de la siguiente manera:

$$R_{i,t} \leq \overline{P}_{i,t} - P_{i,t} \quad (35)$$

Donde:

- $R_{i,t}$ Reserva proporcionada por la unidad en línea i en el momento t .

3.7 Restricción de contingencia de generación

La contingencia en las unidades de generación se reflejará en la reserva del sistema, su inecuación corresponde a la siguiente:

$$\sum_{i \neq i'} R_{i,t} \geq P_{i',t} \quad (36)$$

$$\forall i' \in \omega_c$$

Donde:

- ω_c Conjunto de las generadoras con contingencias

$P_{i',t}$ Potencia de generadoras que sufrieron una contingencia i .

3.8 Pseudocódigo

Las actividades para la solución del modelo de optimización se describen en la Tabla 1; y se compilan en la adquisición de los datos de los generadores por su tecnología y los datos horarios de la demanda, determinación de las unidades de generación en contingencia, aplicación del modelo matemático y el análisis de los resultados.

Tabla 1. Pseudocódigo de solución.

Despacho económico dinámico basado en costos considerando contingencias de las unidades de generación
Inicio
Paso 1: Carga de datos técnicos de los generadores
Paso 2: Carga de datos económicos de los generadores
Paso 3: Establecimiento de segmentos para linealizar la curva de costos de combustible de las plantas termoeléctricas
Paso 4: Carga de datos de la curva de demanda horaria
Paso 5: Determinación del conjunto de generadores con contingencias.
Paso 6: Modelo matemático formulado.
<ul style="list-style-type: none"> – Set de las centrales de generación – Set de centrales de generación con contingencia – Set del período de análisis – Set de la curva de demanda – Conjunto de Variables $p_{i,t}^k, P_{i,t}, CC_{i,t}, CA_{i,t}, CP_{i,t}, CO_{i,t}$ – Conjunto de variables binarias $y_{i,t}, z_{i,t}, u_{i,t}$ – Función Objetivo $Costo = \sum_{i,t} CC_{i,t} + CA_{i,t} + CP_{i,t} + CO_{i,t}$ $CC_{i,t} = a_i \cdot (P_i^{min})^2 + b_i \cdot P_i^{min} + c_i \cdot \mu_{i,t}$ $+ \sum_k S_i^k \cdot p_{i,t}^k$ $CA_{i,t} = Cs_i \cdot y_{i,t}$

$$CP_{i,t} = Cd_i \cdot z_{i,t}$$

$$CO_{i,t} = PR_i \cdot P_{i,t}$$

– Restricciones

$$\underline{P}_{i,t} \leq P_{i,t} \leq \overline{P}_{i,t}$$

$$\overline{P}_{i,t} \leq P_i^{max} [\mu_{i,t} - z_{i,t+1}] + SD_i \cdot z_{i,t+1}$$

$$\overline{P}_{i,t} \leq P_{i,t-1} + RU_i \cdot \mu_{i,t-1} + SU_i \cdot y_{i,t}$$

$$\underline{P}_{i,t} \geq P_i^{min} \cdot \mu_{i,t}$$

$$\underline{P}_{i,t} \geq P_{i,t-1} - RD_i \cdot \mu_{i,t} - SD_i \cdot z_{i,t}$$

$$y_{i,t} - z_{i,t} = \mu_{i,t} - \mu_{i,t-1}$$

$$y_{i,t} + z_{i,t} \leq 1$$

$$\sum_{t=1}^{\tau_i} 1 - \mu_{i,t} = 0$$

$$\sum_{t=\delta}^{\delta+UT_i-1} \mu_{i,t} \geq UT_i \cdot y_{i,\delta}$$

$$\sum_{t=\beta}^{\beta+DT_i-1} \mu_{i,t} - y_{i,t} \geq 0$$

$$\sum_{t=1}^{\vartheta_i} \mu_{i,t} = 0$$

$$\sum_{t=\gamma}^{\gamma+DT_i-1} 1 - \mu_{i,t} \geq DT_i \cdot z_{i,\gamma}$$

$$\sum_{t=\alpha}^{\alpha+DT_i-1} 1 - \mu_{i,t} - z_{i,t} \geq 0$$

$$P_i^{min} \leq P_{i,t}$$

$$P_i^{max} \geq P_{i,t}$$

$$\sum_i P_{i,t} + \sum_{i'} P_{i',t} \geq Carga_t$$

$$R_{i,t} \leq \overline{P}_{i,t} - P_{i,t}$$

$$\sum_{i \neq i'} R_{i,t} \geq P_{i',t}$$

$$\forall i' \in \omega_c$$

Paso 7: Casos de estudio

Paso 8: Evaluación de resultados

Paso 9: Conclusiones

Fin.

4 Aplicación práctica

La aplicación práctica del modelado propuesto se aplicará a un sistema de producción eléctrica que contiene la

totalidad de 15 generadores de diversas tecnologías, entre ellos térmicos, eólicos, fotovoltaicos y un hidroeléctrico, para abastecer una demanda de 24 horas, cuyo sistema se evaluará los aspectos energéticos obtenidos de un despacho económico que considera contingencias de generación. La Figura 5 representa el esbozo general del sistema a ser aplicado. Los datos asociados a la generación y la carga se presentan en los numerales subsiguientes.

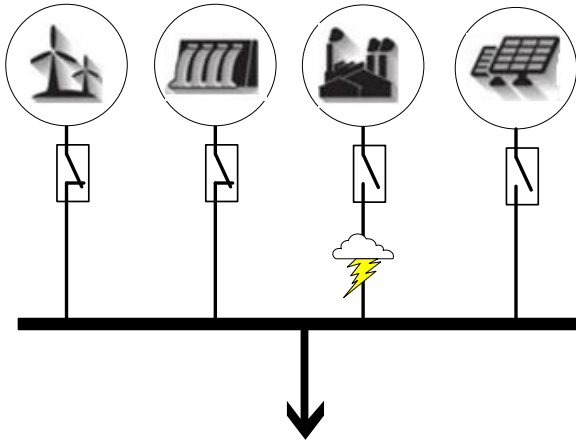


Figura 5. Esquema general para el despacho con contingencia.

4.1 Parámetros para las unidades generadoras y de la demanda

El sistema de generación a ser modelado se conforma de 15 unidades, 10 de ellas son de tipo térmico, 2 unidades fotovoltaicas, 2 unidades eólicas y un generador hidroeléctrico. La Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4, manifiestan los datos de los generadores térmicos, respectivamente, los cuales se establecieron considerando [65]–[67].

Tabla 2. Datos técnicos generadores térmicos [65].

	RU_i	RD_i	SD_i	SU_i
	MW/h	MW/h	MW/h	MW/h
g1	40	40	90	110
g2	64	64	130	140

g3	30	30	70	80
g4	104	104	240	250
g5	56	56	110	130
g6	30	30	60	80
g7	24	24	50	60
g8	22	22	45	55
g9	16	16	35	45
g10	12	12	30	40

Tabla 3. Datos técnicos generadores térmicos [65], [67].

	UT_i	DT_i	U_i^0	$\mu_{i,t=0}$	S_i^0	P_{min}	P_{max}
	[h]	[h]	[h]		[h]	MW	MW
g1	3	2	1	0	1	80	200
g2	4	2	2	0	0	120	320
g3	3	2	3	0	3	50	150
g4	5	3	1	1	0	250	520
g5	4	2	1	1	0	80	280
g6	3	2	0	0	0	50	150
g7	3	2	0	1	0	30	120
g8	3	2	0	0	0	30	110
g9	0	0	0	0	0	20	80
g10	0	0	0	0	0	20	60

Tabla 4. Datos económicos generadores térmicos [67].

	a	b	c	C_d	C_s
	[\$/Mwh ²]	[\$/Mwh]	[\$]	[\$]	[\$]
g1	0.014	12.1	82	42.6	42.6
g2	0.028	12.6	49	50.6	50.6
g3	0.013	13.2	100	57.1	57.1
g4	0.012	13.9	105	47.1	47.9
g5	0.026	13.5	72	56.6	56.9
g6	0.021	15.4	29	141.5	141.5
g7	0.038	14	32	113.5	113.5

g8	0.039	13.5	40	42.6	42.6
g9	0.039	15	25	50.6	50.6
g10	0.051	14.3	15	57.1	57.1

De la misma forma, en la Tabla 5 se muestran los parámetros técnicos y económicos asociados a los generadores renovables, los cuales han sido obtenidos de [68], [69].

Tabla 5. Datos generadores renovables [68].

	Tecnología	Potencia [MW]	Precio [USD/MWh]	fp
I1	Fotovoltaico	100	33	PR
I2	Fotovoltaico	50	30	
I3	Eólico	120	42	
I4	Eólico	200	38	
I5	Hidráulico	300	50	0.5

La generación de energía las plantas energéticas fotovoltaicas y eólicas depende de la probabilidad del recurso, cuyos valores se exteriorizan en la Tabla 6 y se ilustrados en la Figura 6. De acuerdo con [70], para el generador hidroeléctrico se usará un factor de planta del 0.5.

Tabla 6. Probabilidad del recurso [69].

	Probabilidad del recurso			
	I1	I2	I3	I4
t1	0.00	0.00	0.489	0.862
t2	0.00	0.00	0.638	0.674
t3	0.00	0.00	0.712	0.630
t4	0.00	0.00	0.646	0.647
t5	0.00	0.00	0.740	0.751
t6	0.01	0.04	0.729	0.649
t7	0.08	0.11	0.800	0.568
t8	0.10	0.16	0.830	0.575

t9	0.19	0.35	0.808	0.728
t10	0.39	0.58	0.884	0.946
t11	0.67	0.86	0.970	0.880
t12	0.95	0.99	0.876	0.899
t13	0.91	0.97	0.914	0.862
t14	0.73	0.89	0.904	0.853
t15	0.48	0.67	0.846	0.833
t16	0.31	0.41	0.848	0.872
t17	0.10	0.20	0.941	0.898
t18	0.04	0.08	0.904	0.890
t19	0.00	0.00	0.838	0.871
t20	0.00	0.00	0.748	0.834
t21	0.00	0.00	0.764	0.833
t22	0.00	0.00	0.709	0.816
t23	0.00	0.00	0.653	0.835
t24	0.00	0.00	0.551	0.880

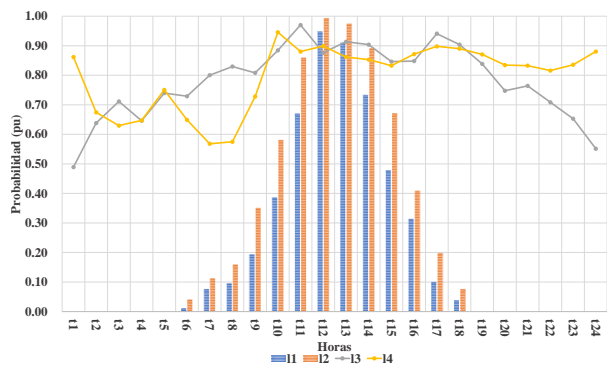


Figura 6. Probabilidad del recurso.

Para la última parte, se procede a determinar la demanda horaria, la cual se ha obtenido de [71] y se tabula en la Tabla 7 e ilustrada en la Figura 7.

Tabla 7. Demanda horaria [71].

Hora	Carga [MW]	Hora	Carga [MW]
t1	397.8	t13	625.05
t2	408.6	t14	601.2
t3	455.4	t15	617.4

t4	520.2	t16	595.8
t5	561.6	t17	556.2
t6	599.4	t18	495
t7	630	t19	465.3
t8	637.2	t20	432
t9	655.2	t21	415.8
t10	644.4	t22	397.8
t11	639.9	t23	408.6
t12	633.6	t24	372.6

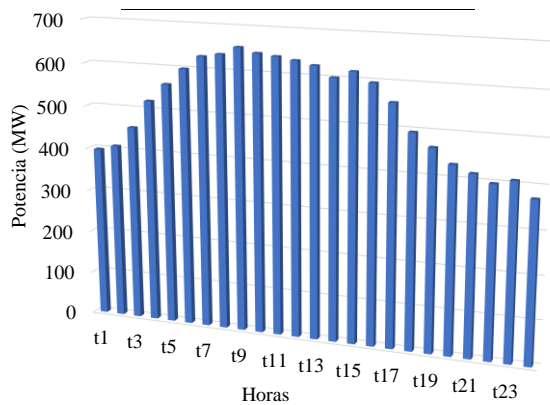


Figura 7. Demanda horaria.

4.2 Casos para análisis

Para obtener los análisis de tipo técnico y económico sobre la aplicación del modelamiento de optimización para establecer la operación económica bajo contingencias, se procede a establecer dos casos de análisis que se refieren a continuación:

- **Caso para primer análisis:** Este caso se fundamenta en el despacho económico sin restricción para modelación de la contingencia en las unidades de generación, de este caso se determinará los aportes energéticos de los generadores dependiendo de su tecnología y los valores económicos resultantes por cada generador.
- **Caso para el segundo análisis:** Este caso aplica la formulación del

modelo propuesto al sistema energético propuesto, lo cual permitirá obtener el despacho económico bajo la restricción para modelación de la contingencia en las unidades de generación, de este caso también se determinará los aportes energéticos de los generadores dependiendo de su tecnología y los valores económicos resultantes por cada generador.

Al final de los análisis los dos casos descritos, se realizará un estudio para comparar y determinar los aspectos que influyen el despacho al incluir las contingencias en las unidades de generación.

5 Presentación de resultados

A continuación, se presentan los resultados para los casos de análisis, describiendo además un estudio de los temas técnicos y económicos asociados al abastecimiento de la demanda mediante el despacho económico. A continuación, se presentan los análisis correspondientes.

5.1 Resultados - Caso del primer análisis

El análisis de este caso comienza desde el punto de abastecimiento a la demanda y los aspectos energéticos correspondientes para el período de tiempo de análisis. De manera inicial se muestra el despacho de la energía renovables, los resultados totales por tecnología se presentan en la Tabla 8 y el detalle por cada unidad se instruye en la Figura 8.

Tabla 8. Despacho ERNC- Caso 1er.

Potencia [MW]				
	Hidro	Solar	Eólica	Total
t1	37.80			37.80

t2	48.60		48.60	
t3	75.00	20.40	95.40	
t4	75.00	148.71	223.71	
t5	75.00	156.60	231.60	
t6	75.00	3.00	157.27	235.27
t7	75.00	13.50	153.84	242.34
t8	75.00	18.00	157.75	250.75
t9	75.00	36.50	175.44	286.94
t10	75.00	68.00	211.38	354.38
t11	75.00	110.00	204.90	389.90
t12	75.00	144.50	164.10	383.60
t13	75.00	139.50	160.55	375.05
t14	75.00	117.50	158.70	351.20
t15	75.00	81.50	192.89	349.39
t16	75.00	51.50	198.16	324.66
t17	75.00	20.00	210.84	305.84
t18	75.00	8.00	162.00	245.00
t19	75.00		140.30	215.30
t20	75.00		107.00	182.00
t21	75.00		90.80	165.80
t22	75.00		72.80	147.80
t23	75.00		83.60	158.60
t24	75.00		47.60	122.60
Total	1,736.40	811.50	3,175.63	5,723.53

De los datos de repuesta obtenidos se visualiza que el aporte de energía eólica es el mayor el cual representa el 55.5% del total de la energía producida por las fuentes de energía renovable, mientras que la generación fotovoltaica e hidroeléctrica corresponde 14.2% y 30.3% respectivamente. El total de energía abastecida asciende a 5.723 GWh.

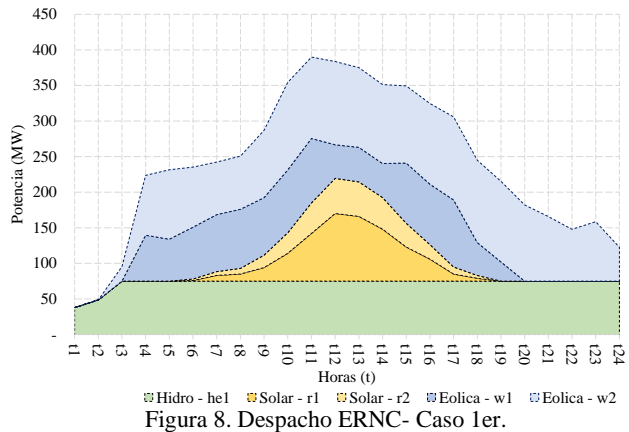


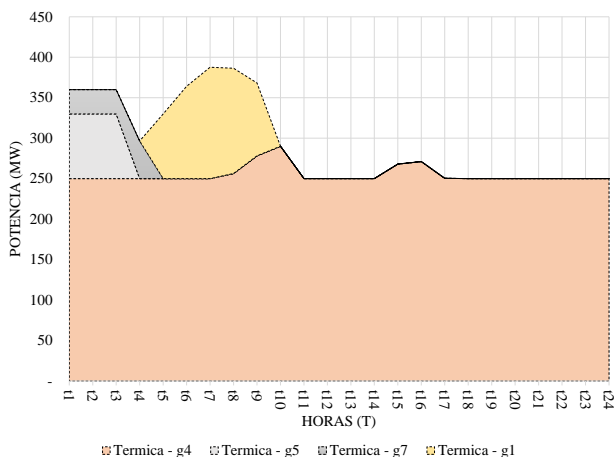
Figura 8. Despacho ERNC- Caso 1er.

De forma similar se analiza el despacho de la generación térmica, los resultados por unidad de generación se presentan en la Tabla 9 y grafica en la Figura 9.

Tabla 9. Despacho Térmica- Caso 1er.

	Potencia (MW)				Total
	g1	g4	g5	g7	
t1		250.00	80.00	30.00	360.00
t2		250.00	80.00	30.00	360.00
t3		250.00	80.00	30.00	360.00
t4		250.00		46.49	296.49
t5	80.00	250.00			330.00
t6	114.13	250.00			364.13
t7	137.66	250.00			387.66
t8	130.00	256.45			386.45
t9	90.00	278.26			368.26
t10		290.02			290.02
t11		250.00			250.00
t12		250.00			250.00
t13		250.00			250.00
t14		250.00			250.00
t15		268.01			268.01
t16		271.14			271.14
t17		250.36			250.36

t18	250.00	250.00			
t19	250.00	250.00			
t20	250.00	250.00			
t21	250.00	250.00			
t22	250.00	250.00			
t23	250.00	250.00			
t24	250.00	250.00			
Total	551.79	6,114.24	240.00	136.49	7,042.52



De los resultados, se puede señalar que la cantidad total de energía producida es de 7.042 GWh, de los cuales el 86.8% de la producción es entregada por el generador 4 que a fines económicos corresponde al generador más económico, es decir el que menor costo tiene a comparación del generador 5, 7 y 1 que también son despachados. Adicional, los generados citados, a excepción del generado 4 producen un total de 0.98 GWh, los que corresponden al 13.18% restante.

Por otra parte, como se puede observar las plantas de generación térmica en el despacho, a excepción de las unidad 4, las demás se activan o desactivan de acuerdo a la decisión del optimizador, en tal sentido para evaluar las decisiones tomadas se evalúan las variables binarias.

Tabla 10. Decisión de variables binarias- Caso 1er.

	g1			g4			g5			g7		
	U	Y	Z	U	Y	Z	U	Y	Z	U	Y	Z
t1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
t2	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
t3	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
t4	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0
t5	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
t6	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t7	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t8	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t9	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t10	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t11	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t12	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t13	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t14	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t15	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t16	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t17	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t18	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t19	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t20	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t21	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t22	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t23	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
t24	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

De la Tabla 10 cómo se puede observar el generador que queda encendido las 24 horas corresponde al generador 4, mientras que los otros son encendidos y apagados en función al modelo de optimización. Para ilustrar lo que se pretende con las variables binarias, se procede al análisis de la unidad 1, la cual se encuentra apagada durante el

período t1 a t4 (U=0), en el período T5 se enciende el generador (Y=1 y U=1), y permanece encendida hasta el período t9, ya que en el período t10 se determina apagar la unidad (z=1) y después de ese período no se requiere la unidad para cubrir la demanda.

Finalmente, el abastecimiento global de la carga se exhibe en la Figura 10, la cual es acumulada en función del tipo de tecnología de las diferentes unidades y por la cantidad de unidades despachadas.

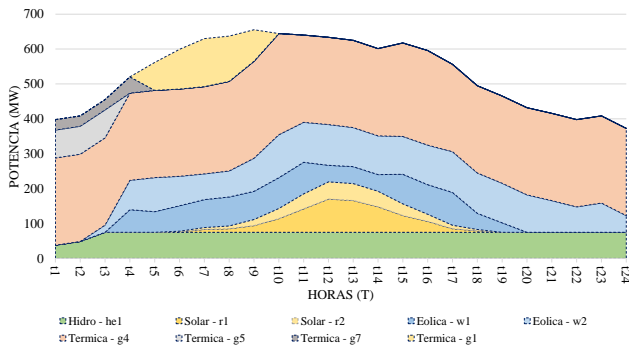


Figura 10. Despacho - Caso 1er.

Del despacho efectuado se establece la Tabla 11 que muestra los montos globales de energía.

Tabla 11. Energía abastecida- Caso 1er.

Tipo	Energía (MWh)	%Participación
Hidro	1,736.40	13.60%
Solar	811.50	6.36%
Eólica	3,175.63	24.88%
Térmica	7,042.52	55.17%
Total	12,766.05	100.00%

Como se puede observar de la Tabla 11 se deduce que la energía total abastecida asciende a los 12.766 GWh, de los cuales el 55.17% es abastecido por las centrales térmicas, mientras que el 44.83% es suministrado por las energías renovables. Los montos energéticos descritos tienen relación directa con los costos, aspecto por el cual se procede a realizar los análisis

económicos correspondientes. Para iniciar el análisis se procede al análisis de la generación térmica, datos de respuesta están en la Tabla 12.

Tabla 12. Costos generación térmica- Caso 1er.

Costo Térmico (USD)	
Costo Arranque	426.00
t5	426.00
Costo Combustible	991,726.25
t1	50,909.60
t2	50,909.60
t3	50,909.60
t4	42,227.90
t5	45,456.60
t6	49,679.20
t7	52,609.28
t8	52,590.01
t9	50,797.98
t10	41,427.19
t11	35,605.00
t12	35,605.00
t13	35,605.00
t14	35,605.00
t15	38,220.83
t16	38,676.20
t17	35,657.26
t18	35,605.00
t19	35,605.00
t20	35,605.00
t21	35,605.00
t22	35,605.00
t23	35,605.00
t24	35,605.00

Costo Parada	2,127.00
t4	566.00
t5	1,135.00
t10	426.00
Total	994,279.25

De los costos para la generación térmica asciende a un total de 994,279.25 USD de los cuales el 99.74% corresponden a costos por combustible.

Por su parte, los generadores que usan energías renovables tienen un costo asociado a su producción cuyos valores de forma horaria por tipo de tecnología corresponden se encuentran en la Tabla 13.

Tabla 13. Costos generación ERNC- Caso 1er.

	Costo ERNC (USD)		
	Hidro	Solar	Eólica
t1	945.00		
t2	1,215.00		
t3	1,875.00		775.20
t4	1,875.00		5,909.38
t5	1,875.00		6,186.68
t6	1,875.00	93.00	6,267.86
t7	1,875.00	429.00	6,165.92
t8	1,875.00	570.00	6,326.50
t9	1,875.00	1,152.00	6,989.92
t10	1,875.00	2,157.00	8,386.04
t11	1,875.00	3,501.00	8,148.20
t12	1,875.00	4,620.00	6,424.72
t13	1,875.00	4,458.00	6,294.86
t14	1,875.00	3,744.00	6,221.84
t15	1,875.00	2,589.00	7,668.22
t16	1,875.00	1,638.00	7,869.28
t17	1,875.00	630.00	8,388.32

t18	1,875.00	252.00	6,341.20
t19	1,875.00		5,439.68
t20	1,875.00		4,066.00
t21	1,875.00		3,450.40
t22	1,875.00		2,766.40
t23	1,875.00		3,176.80
t24	1,875.00		1,808.80
Total	43,410.00	25,833.00	125,072.22

Para los costos generados por la tecnología renovable se señala que el valor total asciende 194,315.22 USD, de los cuales el 64.37% corresponde a la energía eólica, la hidroeléctrica el 22.34% y el 13.29% corresponde a la solar.

La Tabla 14 muestra el valor total de los costos por tecnología evaluados de forma global, los cuales se ilustran en a Figura 11.

Tabla 14. Costos totales - Caso 1er.

Tipo	Costo (USD)	%Participación
Hidro	43,410.00	3.65%
Solar	25,833.00	2.17%
Eólica	125,072.22	10.52%
Térmica	994,279.25	83.65%
Total	1,188,594.47	100.00%

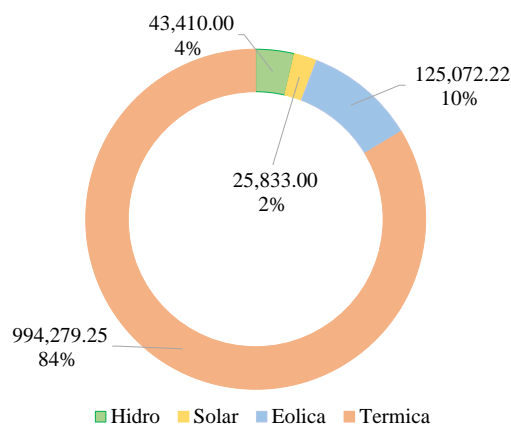


Figura 11. Costos totales- Caso 1er.

Como se observa, el costo total es de 1,188,594.47 USD, de los cuales el 84% corresponde a la generación térmica, correspondiendo el 16% al costo resultante de la ERNC.

5.2 Resultados 2do Caso

Como ya se mencionó, en este caso se incorpora la modelación con la restricción asociada a la contingencia, desde este punto de vista se procede el análisis energético en relación al abastecimiento a la demanda para el período de tiempo establecido. En este contexto, se procede a mostrar el despacho de la energía renovable, los resultados por tecnología se presentan en la Tabla 15 y el detalle por cada unidad está graficado la Figura 12.

Tabla 15. Despacho ERNC- Caso 2do.

	Potencia [MW]			
	Hidro	Solar	Eólica	Total
t1	36.80			36.80
t2	47.60			47.60
t3	75.00		0.40	75.40
t4	75.00		145.20	220.20
t5	75.00		171.63	246.63
t6	75.00	3.00	157.27	235.27
t7	75.00	13.50	153.84	242.34
t8	75.00	18.00	157.75	250.75
t9	75.00	36.50	175.44	286.94
t10	75.00	68.00	211.38	354.38
t11	75.00	110.00	204.90	389.90
t12	75.00	144.50	164.10	383.60
t13	75.00	139.50	160.55	375.05
t14	75.00	117.50	158.70	351.20
t15	75.00	81.50	192.89	349.39
t16	75.00	51.50	198.16	324.66
t17	75.00	20.00	210.84	305.84

t18	75.00	8.00	162.00	245.00
t19	75.00		140.30	215.30
t20	75.00		107.00	182.00
t21	75.00		90.80	165.80
t22	75.00		72.80	147.80
t23	75.00		83.60	158.60
t24	75.00		47.60	122.60
Total	1,734.40	811.50	3,167.15	5,713.05

De los obtenido se mira que el aporte de energía eólica es el mayor el cual representa el 55.4% del total de la energía producida por las fuentes de energía renovable, mientras que la generación fotovoltaica e hidroeléctrica corresponde 14.2% y 30.4% respectivamente. El total de energía abastecida asciende a 5.713 GWh.

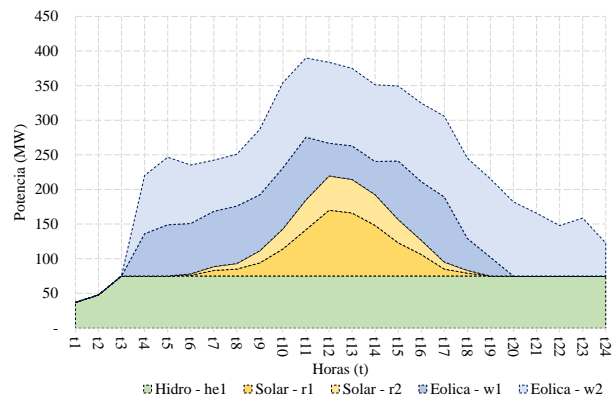


Figura 12. Despacho ERNC- Caso 2do.

De forma similar se analiza el despacho de la generación térmica, los resultados por unidad de generación se presentan en la Tabla 16 y gráficamente se ve en la Figura 13.

Tabla 16. Despacho Térmica- Caso 2do.

	Potencia (MW)					
	g4	g5	g7	g1	g8	g9
t1	250.00	81.00	30.00			
t2	250.00	80.00	31.00			

t3	250.00	80.00	30.00		20.00	
t4	250.00		30.00		20.00	
t5	264.97		50.00			
t6	254.13			110.00		
t7	250.00			107.66	30.00	
t8	250.00			106.45	30.00	
t9	250.00			88.26	30.00	
t10	250.00				40.02	
t11	250.00					
t12	250.00					
t13	250.00					
t14	250.00					
t15	268.01					
t16	271.14					
t17	250.36					
t18	250.00					
t19	250.00					
t20	250.00					
t21	250.00					
t22	250.00					
t23	250.00					
t24	250.00					
Total	6,058.61	241.00	171.00	412.37	130.02	40.00

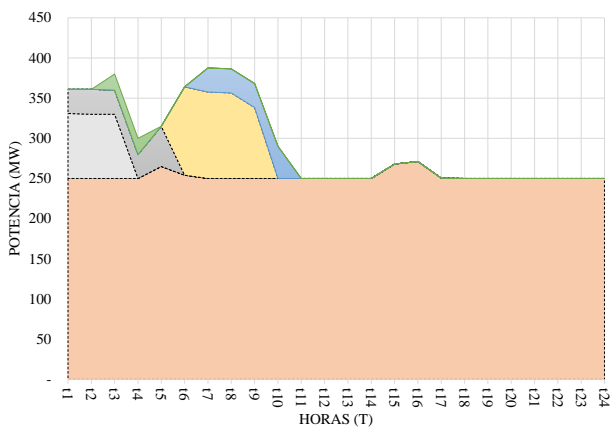


Figura 13. Despacho Térmica- Caso 2do.

De los resultados, se puede señalar que la cantidad total de energía producida es de 7.053 GWh, de los cuales el 85.9% de la producción es entregada por el generador 4 que a fines económicos corresponde al generador más económico, es decir el que menor costo tiene a comparación del generador 1,5, 7,8 y 9 que también son despachados. Adicional, los generadores citados, a excepción del generador 4 producen un total de 0.994 GWh, los que corresponden al 14.1% restante.

Por otra parte, como se puede observar en el despacho de las unidades de generación térmica, a excepción de la unidad 4, las demás se activan o desactivan de acuerdo a la decisión del optimizador, en tal sentido para evaluar las decisiones tomadas se evalúan las variables binarias las cuales se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17. Decisión de variables binarias- Caso 2do.

	g1			g4			g5		
	U	Y	Z	U	Y	Z	U	Y	Z
t1	0	0	0	1	0	0	1	0	0
t2	0	0	0	1	0	0	1	0	0
t3	0	0	0	1	0	0	1	0	0
t4	0	0	0	1	0	0	0	0	1
t5	0	0	0	1	0	0	0	0	0
t6	1	1	0	1	0	0	0	0	0
t7	1	0	0	1	0	0	0	0	0
t8	1	0	0	1	0	0	0	0	0
t9	1	0	0	1	0	0	0	0	0
t10	0	0	1	1	0	0	0	0	0
t11	0	0	0	1	0	0	0	0	0
t12	0	0	0	1	0	0	0	0	0
t13	0	0	0	1	0	0	0	0	0
t14	0	0	0	1	0	0	0	0	0
t15	0	0	0	1	0	0	0	0	0

Tabla 18. Energía abastecida- Caso 2do.

Tipo	Energía (MWh)	%Participación
Hidro	1,734.40	13.59%
Solar	811.50	6.36%
Eólica	3,167.15	24.81%
Térmica	7,053.00	55.25%
Total	12,766.05	100.00%

Como se puede observar de la Tabla 18 se deduce que la energía total abastecida asciende a los 12.766 GWh, de los cuales el 55.25% es abastecido por las centrales térmicas, mientras que el 44.74% es suministrado por las energías renovables. Los montos energéticos descritos tienen relación directa con los costos, aspecto por el cual se procede a realizar los análisis económicos correspondientes. Para iniciar el análisis se procede al análisis de la generación térmica, cuyos resultados están en la Tabla 19.

Tabla 19. Costos generación térmica- Caso 2do.

Costo Térmico (USD)	
Costo Arranque	1,358.00
t3	506.00
t6	426.00
t7	426.00
Costo Combustible	995,407.74
t1	51,049.02
t2	51,052.05
t3	53,950.20
t4	42,911.80
t5	44,905.74
t6	49,765.92
t7	53,001.35
t8	52,851.31

t9	50,600.74
t10	41,110.32
t11	35,605.00
t12	35,605.00
t13	35,605.00
t14	35,605.00
t15	38,220.83
t16	38,676.20
t17	35,657.26
t18	35,605.00
t19	35,605.00
t20	35,605.00
t21	35,605.00
t22	35,605.00
t23	35,605.00
t24	35,605.00
Costo Parada	3,059.00
t4	566.00
t5	506.00
t6	1,135.00
t10	426.00
t11	426.00
Total	999,824.74

De los costos para la generación térmica asciende a un total de 999,824.74 USD de los cuales el 99.56% corresponden a costos por combustible.

Por su parte, los generadores que usan energías renovables tienen un costo asociado a su producción cuyos valores de forma horaria por tipo de tecnología corresponden a los mostrados en la Tabla 20.

Tabla 20. Costos generación ERNC- Caso 2do.

Costo ERNC (USD)	
-------------------------	--

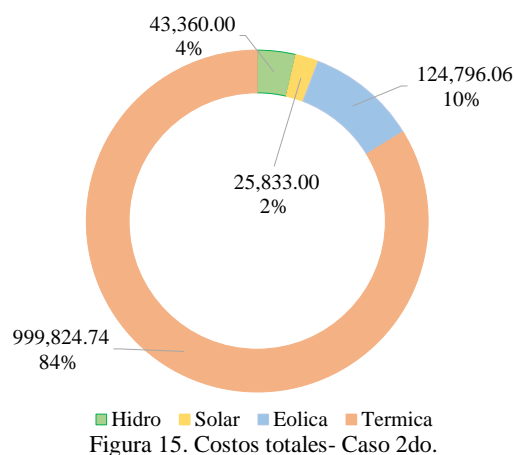
	Hidro	Solar	Eólica
t1	920.00		
t2	1,190.00		
t3	1,875.00		15.20
t4	1,875.00		5,761.96
t5	1,875.00		6,817.94
t6	1,875.00	93.00	6,267.86
t7	1,875.00	429.00	6,165.92
t8	1,875.00	570.00	6,326.50
t9	1,875.00	1,152.00	6,989.92
t10	1,875.00	2,157.00	8,386.04
t11	1,875.00	3,501.00	8,148.20
t12	1,875.00	4,620.00	6,424.72
t13	1,875.00	4,458.00	6,294.86
t14	1,875.00	3,744.00	6,221.84
t15	1,875.00	2,589.00	7,668.22
t16	1,875.00	1,638.00	7,869.28
t17	1,875.00	630.00	8,388.32
t18	1,875.00	252.00	6,341.20
t19	1,875.00		5,439.68
t20	1,875.00		4,066.00
t21	1,875.00		3,450.40
t22	1,875.00		2,766.40
t23	1,875.00		3,176.80
t24	1,875.00		1,808.80
Total	43,360.00	25,833.00	124,796.06

Para los costos generados por la tecnología renovable se señala que el valor total asciende 193,989.06 USD, de los cuales el 64.33% corresponde a la energía eólica, la hidroeléctrica el 22.35% y el 13.32% corresponde a la solar.

La Tabla 21 muestra el valor total de los costos por tecnología evaluados de forma global, los cuales se ilustran en la Figura 15.

Tabla 21. Costos totales - Caso 2do.

Tipo	Costo (USD)	%Participación
Hidro	43,360.00	3.63%
Solar	25,833.00	2.16%
Eólica	124,796.06	10.45%
Térmica	999,824.74	83.75%
Total	1,193,813.80	100.00%



Como se observa, el costo total es de 1,193,813.80 USD, de los cuales el 83,75% corresponde a la generación térmica, correspondiendo el 16,25% al costo resultante de la ERNC.

5.3 Análisis comparativo

El análisis comparativo se lo realiza en el ámbito energético y económico, en tal sentido, la Tabla 22 muestra la comparativa a nivel energético.

Tabla 22. Energía -1er y 2do Caso.

Energía (MWh)

Tipo	Caso 1	Caso 2	Variación
Hidro	1,736.40	1,734.40	2.00
Solar	811.5	811.50	-
Eólica	3,175.63	3,167.15	8.48
Térmica	7,042.52	7,053.00	-10.48
Total	12,766.05	12,766.05	-

De la Tabla 22 se observa que, al incorporar la restricción asociada a las contingencias, existe una disminución en la producción de la generación térmica mientras que se incrementa la producción renovable, lo cual es acertado, ya que, al incorporar la restricción indicada, el optimizador pretende mantener una reserva mayor de la generación térmica en el caso de alguna contingencia de las unidades de generación.

Una vez efectuado el análisis energético se procede a realizar la evaluación de tipo económico, iniciando por los costos producidos por la generación que usa energías renovables, los valores se tabulan en la Tabla 23; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 23. Costos ERNC-1er y 2do Caso.

Costos ERNC (USD)			
	Caso 1	Caso 2	Variación
Hidro	43,410.00	43,360.00	50.00
Solar	25,833.00	25,833.00	-
Eólica	125,072.22	124,796.06	276.16
Total	194,315.22	193,989.06	326.16

La Tabla 23 muestra que al colacionar el caso 1 con el caso 2, se muestra que se reduce el costo tanto en la tecnología hidro como en eólica, lo cual es acertado y obedece a la reducción de energía entregada.

Por otra parte, se evalúa los costos que resultan de la generación térmica, considerando los componentes asociados,

cuyos datos resultantes se revelan en la Tabla 24.

Tabla 24. Costos Térmicos-1re y 2do Caso.

Costos Térmicos (USD)			
	Caso 1	Caso 2	Variación
Costo Arranque	426.00	1,358.00	-932.00
Costo Combustible	991,726.25	995,407.74	-3,681.48
Costo Parada	2,127.00	3,059.00	-932.00
Total	994,279.25	999,824.74	-5,545.48

De la Tabla 24 se observa de forma importante que, al incorporar la restricción para la contingencia de generación y en concordancia con la producción de energía, se observa un incremento en los costos, de los cuales se identifica que el costo de arranque para el caso 2 es 3.26 veces mayor al caso inicial; y, de la misma forma el costo de parada de caso 2 es 1.43 veces mayor que el caso inicial, en el valor total se puede observar un incremento de 5,545.48 USD.

En base a los análisis comparativos sobre los costos, se puede señalar que dada la mayor producción de los generadores térmicos para cumplir con las posibles contingencias y mantener una reserva adecuada, se procede a despachar generación térmica adicional, de lo cual el costo que es más representativo a nivel incremental corresponde a los costos de arranque y parada.

6 Conclusiones

Una vez analizados los parámetros económicos como técnicos y del marco teórico desarrollado se llega a las siguientes conclusiones:

- El modelo de optimización planteado ha permitido establecer la potencia por hora a ser entregada por plantas de producción eléctrica en un lapso temporal de 24 horas, tomando en

consideración la energía derivada de fuentes alternativas o renovables y de los generadores térmicos, para minimizar los costos asociados a la operación, los costos de arranque y los costos de parada de las unidades térmicas incluyéndose a estos costos los relacionados a los que se producen por la generación que usa energía renovables, tomando en cuenta las restricciones técnicas incluyendo la implicación de la restricción de contingencias de los generadores en la reserva rodante del sistema de generación, el cual ha sido resuelto por la programación entera mixta.

- Dado que el modelamiento de optimización es determinado a través de la programación entera mixta, se ha procedido a linealizar la función de costos de los generadores térmicos, parámetros que han permitido establecer los costos de las unidades térmicas, los cuales han sido incorporados en la modelación, siendo este un plus adicional al modelo ya que no se basa en la modelación tradicional de una función cuadrática de costos.
- De lo descrito en la parte teórica y de lo obtenido por parte del modelo matemático, se puede señalar que, al modelar la restricción de contingencias de generación, el despacho de generación se ve afectado a comparación de no considerar tal restricción, logrando un incremento de generación firme que en este caso es la generación térmica, lo que garantiza mantener una reserva rodante que puede ser usada en cuestión de una contingencia de cualquier unidad generadora.
- Concordante con lo indicado en la conclusión anterior, al incrementar la producción de la generación térmica

se entendería que existe un incremento del costo de esta generación, del análisis a los competentes del costo para esta tecnología se puede concluir que los costos más relevantes son los asociados a los costos de puesta en marcha y parada de las unidades que se incrementan en 3.26 y 1.43 veces respectivamente.

- Para destacar y para concluir, se puede señalar que al incluir la restricción que trata las contingencias en el parque generador, el despacho de unidades asigna las unidades que permitirán satisfacer la demanda ante una probable salida de la generación, en este sentido, se concluye que es importante la modelación de esta restricción, más aún cuando en la actualidad se está introduciendo de forma intensiva la generación intermitente a base de energía renovable.

6.1 Trabajos futuros

En base a la resolución del modelo matemático y dado el alcance que se puede desarrollar en futuros trabajos se propone los siguientes temas:

- Despacho de carga con restricción de red y contingencias de generación.
- Impacto de los medios de acumulación energética en el objetivo de abastecer la demanda considerando las contingencias de generación.
- Planificación del sistema de transmisión sujeta a las contingencias de generación.
- Optimización del parque generador para maximizar el beneficio social ante contingencias en el sistema de generación.

7 Referencias

- [1] I. F. Abdin and E. Zio, "Optimal Planning of Electric Power Systems," *Springer Optimization and Its Applications*, vol. 152, pp. 53–65, 2019, doi: 10.1007/978-3-030-28565-4_10.
- [2] A. Jokić, "Price-based optimal control of electrical power systems," *undefined*, 2005, doi: 10.6100/IR629297.
- [3] K. Nara and M. Kitagawa, "Distribution systems loss minimum re-configuration by simulated annealing method," *IEE International Conference on Advances in Power System control, Operation and Management*, pp. 461–466 vol.2, 1991, Accessed: Feb. 06, 2022. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/articleDetails.jsp?arnumber=154117>
- [4] C. Wan, G. Yang, W. Wu, and W. Zhang, "An active and reactive power regulating system based on a cascaded-converter," *2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010*, pp. 453–458, 2010, doi: 10.1109/PEDG.2010.5545831.
- [5] M. Venkatasubramanian and K. Tomsovic, "Power System Operation and Control," *The Electrical Engineering Handbook*, pp. 779–785, Jan. 2005, doi: 10.1016/B978-012170960-0/50057-8.
- [6] M. Kezunovic and G. Latisko, "Automated monitoring functions for improved power system operation and control," *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 3, pp. 2708–2711, 2005, doi: 10.1109/PES.2005.1489699.
- [7] J. Lin and F. H. Magnago, *Electricity Markets : Theories and Applications*, 1st ed., vol. 1. Hoboken: John Wiley & Sons, Incorporated, 2017. Accessed: Jan. 29, 2022. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2708/lib/upsal/detail.action?docID=5015533&query=economic+dispatch>
- [8] X. Cui and Y. Yan, "Economic dispatching problem with group and resource considerations," in *Proceedings of the 2012 24th Chinese Control and Decision Conference, CCDC 2012*, 2021, pp. 4114–4117. doi: 10.1109/CCDC.2012.6244658.
- [9] F. N. al Farsi, M. H. Albadi, N. Hosseinzadeh, and A. H. al Badi, "Economic Dispatch in power systems," *2015 IEEE 8th GCC Conference and Exhibition, GCCCE 2015*, Mar. 2015, doi: 10.1109/IEEEGCC.2015.7060068.
- [10] L. Bay and P. M. Su, "The Exact Solution of the Environmental / Economic Dispatch Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 723–732, 2012.
- [11] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7795819.
- [12] A. Lomi, A. U. Krismanto, F. Yudi Limpraptono, K. A. Widodo, A. Mahmudi, and A. Faisol, "Power flow model with flat frequency control and load characteristic for voltage stability indices," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1457, no. 1, p. 012002, Jan. 2020, doi: 10.1088/1742-6596/1457/1/012002.

- [13] W. R. Lachs, "Area-wide system protection scheme against extreme contingencies," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 1004–1027, 2005, doi: 10.1109/JPROC.2005.847263.
- [14] W. R. Lachs, "Controlling grid integrity after power system emergencies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 2, pp. 445–450, May 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.1007916.
- [15] T. E. Dy Liacco, "Real-Time Computer Control of Power Systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 884–891, 1974, doi: 10.1109/PROC.1974.9541.
- [16] L. Wu, J. Gao, Y. Wang, and R. G. Harley, "A survey of contingency analysis regarding steady state security of a power system," *2017 North American Power Symposium, NAPS 2017*, Nov. 2017, doi: 10.1109/NAPS.2017.8107215.
- [17] C. N. Ning, C. A. Hsieh, T. Y. Hsiao, and C. N. Lu, "Two application examples of probabilistic risk assessment in power system operations," *2006 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS*, 2006, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360337.
- [18] J. v. Milanović, "Probabilistic stability analysis: The way forward for stability analysis of sustainable power systems," *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 375, no. 2100, Aug. 2017, doi: 10.1098/RSTA.2016.0296.
- [19] M. R. Irving and Y. H. Song, "Optimization techniques for electrical power systems. Part 1: Mathematical optimization methods," *Power Engineering Journal*, vol. 14, no. 5, pp. 245–254, 2000, doi: 10.1049/PE:20000509.
- [20] D. M. Devia Narvaez, G. C. Velez, and D. F. Devia Narvaez, "Application of the gradient method in the economic dispatch," *Contemporary Engineering Sciences*, vol. 11, no. 96, pp. 4761–4768, 2018, doi: 10.12988/CES.2018.89513.
- [21] A. Hauswirth, S. Bolognani, G. Hug, and F. Dörfler, "Generic Existence of Unique Lagrange Multipliers in AC Optimal Power Flow," *IEEE Control Systems Letters*, vol. 2, no. 4, pp. 791–796, Oct. 2018, doi: 10.1109/LCSYS.2018.2849598.
- [22] C. Thitithamrongchai and B. Eua-Arporn, "Economic load dispatch for piecewise quadratic cost function using hybrid self-adaptive differential evolution with augmented lagrange multiplier method," *2006 International Conference on Power System Technology, POWERCON2006*, 2006, doi: 10.1109/ICPST.2006.321534.
- [23] A. Pazderin and S. Yuferev, "Power flow calculation by combination of Newton-Raphson method and Newton's method in optimization," *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, pp. 1693–1696, 2009, doi: 10.1109/IECON.2009.5414826.
- [24] M. R. Hossain, M. S. Kaiser, F. I. Ali, and M. M. A. Rizvi, "Network flow optimization by Genetic Algorithm and load flow analysis by Newton Raphson method in power system," *2nd International Conference on Electrical Engineering and Information and Communication Technology, iCEEiCT 2015*, Oct. 2015, doi: 10.1109/ICEEICT.2015.7307388.

- [25] A. Aguila Téllez, “OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO DE FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN,” *Tesis de Doctorado*, vol. 2021-06–15, p. 105 páginas, 2021, doi: <http://hdl.handle.net/20.500.11912/8699>.
- [26] A. Águila, L. Ortiz, R. Orizondo, and G. López, “Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm,” *Heliyon*, vol. 7, no. 9, p. e08061, 2021, doi: [10.1016/j.heliyon.2021.e08061](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e08061).
- [27] G. R. M. da Costa, C. E. U. Costa, and A. M. de Souza, “Comparative studies of optimization methods for the optimal power flow problem,” *Electric Power Systems Research*, vol. 56, no. 3, pp. 249–254, Dec. 2000, doi: [10.1016/S0378-7796\(00\)00114-0](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(00)00114-0).
- [28] J. Jiang and H. Chen, “Supply and demand conflict in supply chain based on principal-agent theory,” in *2009 2nd International Conference on Intelligent Computing Technology and Automation, ICICTA 2009*, 2009, vol. 4, pp. 11–14. doi: [10.1109/ICICTA.2009.719](https://doi.org/10.1109/ICICTA.2009.719).
- [29] C. L. Lara, D. S. Mallapragada, D. J. Papageorgiou, A. Venkatesh, and I. E. Grossmann, “Deterministic electric power infrastructure planning: Mixed-integer programming model and nested decomposition algorithm,” *European Journal of Operational Research*, vol. 271, no. 3, pp. 1037–1054, Dec. 2018, doi: [10.1016/j.ejor.2018.05.039](https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.05.039).
- [30] J. Zhu, “Optimization of Power System Operation: Second Edition,” *Optimization of Power System Operation: Second Edition*, pp. 1–633, Jan. 2015, doi: [10.1002/9781118887004](https://doi.org/10.1002/9781118887004).
- [31] J. Zhu, M. Y. Chow, and F. Zhang, “Phase balancing using mixed-integer programming,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1487–1492, 1998, doi: [10.1109/59.736295](https://doi.org/10.1109/59.736295).
- [32] Z. L. Gaing, “Constrained optimal power flow by mixed-integer particle swarm optimization,” *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 1, pp. 243–250, 2005, doi: [10.1109/PES.2005.1489134](https://doi.org/10.1109/PES.2005.1489134).
- [33] R. S. Ferreira, C. L. T. Borges, and M. V. F. Pereira, “A flexible mixed-integer linear programming approach to the AC optimal power flow in distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 5, pp. 2447–2459, 2014, doi: [10.1109/TPWRS.2014.2304539](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2304539).
- [34] L. Yang, J. Jian, Y. Wang, and Z. Dong, “Projected mixed integer programming formulations for unit commitment problem,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 68, pp. 195–202, Jun. 2015, doi: [10.1016/j.ijepes.2014.12.054](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.054).
- [35] H. Daneshi, A. L. Choobbari, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Mixed integer programming method to solve security constrained unit commitment with restricted operating zone limits,” *2008 IEEE International Conference on Electro/Information Technology, IEEE EIT 2008 Conference*, pp. 187–192, 2008, doi: [10.1109/EIT.2008.4554293](https://doi.org/10.1109/EIT.2008.4554293).
- [36] E. Delarue and W. D’haeseleer, “Adaptive mixed-integer programming unit commitment strategy for determining the value of forecasting,” *Applied Energy*, vol. 85, no. 4, pp. 171–181, Apr. 2008, doi: [10.1016/j.apenergy.2008.01.011](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.01.011).

- 10.1016/J.APENERGY.2007.07.007.
- [37] B. Valiquette, D. Mukhedkar, and G. L. Torres, "An expert system based diagnosis and advisor tool for teaching power system operation emergency control strategies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 1315–1322, 1991, doi: 10.1109/59.119283.
- [38] M. A. Al-Tae, F. J. Al-Azzawi, A. A. Al-Tae, and T. Z. Al-Jumaily, "Real-time assessment of power system transient stability using rate of change of kinetic energy method," *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 6, pp. 505–510, Nov. 2001, doi: 10.1049/IP-GTD:20010565.
- [39] H. S. Ryu, K. il Min, J. G. Lee, and Y. H. Moon, "Extended integral based governor control for power system stabilization," *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 3, no. SUMMER, pp. 1610–1614, 2002, doi: 10.1109/PESS.2002.1043662.
- [40] X. F. Li, L. Le, and W. D. Li, "Research on the responsibility distribution of AGC adjustment in interconnected power system," *1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09*, 2009, doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5347937.
- [41] D. Shelar, P. Sun, S. Amin, and S. Zonouz, "Compromising Security of Economic Dispatch in Power System Operations," *Proceedings - 47th Annual IEEE/IFIP International Conference on Dependable Systems and Networks, DSN 2017*, pp. 531–542, Aug. 2017, doi: 10.1109/DSN.2017.60.
- [42] I. Abdou and M. Tkiouat, "Unit commitment problem in electrical power system: A literature review," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 8, no. 3, pp. 1357–1372, Jun. 2018, doi: 10.11591/IJECE.V8I3.PP1357-1372.
- [43] P. Lajda, "Short-term Operation Planning in Electric Power Systems," *Journal of the Operational Research Society* 1981 32:8, vol. 32, no. 8, pp. 675–682, Aug. 1981, doi: 10.1057/JORS.1981.134.
- [44] L. Grigsby, *Power Systems*, 3rd ed., vol. 1. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2012. Accessed: Jan. 28, 2022. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2708/lib/upsal/detail.action?docID=911984&query=power+electric+system+planning>
- [45] F. Salgado and P. Pedrero, "Short-term operation planning on cogeneration systems: A survey," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 5, pp. 835–848, May 2008, doi: 10.1016/J.EPSR.2007.06.001.
- [46] A. Khodaei, M. Shahidehpour, L. Wu, and Z. Li, "Coordination of short-term operation constraints in multi-area expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2242–2250, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2192507.
- [47] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, "Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)," in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Mcmc, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2016.8114092.
- [48] M. Sevil, O. Ayan, and B. Turkay, "Economic and environmental load

- dispatch using genetic algorithm,” *2017 International Conference on Sustainable and Renewable Energy Engineering, ICSREE 2017*, pp. 53–57, Jun. 2017, doi: 10.1109/ICSREE.2017.7951510.
- [49] G. P. Dixit, H. M. Dubey, M. Pandit, and B. K. Panigrahi, “Artificial bee colony optimization for combined economic load and emission dispatch,” *IET Conference Publications*, vol. 2011, no. 583 CP, pp. 340–345, 2011, doi: 10.1049/CP.2011.0386.
- [50] N. Nwulu, “Emission constrained bid based dynamic economic dispatch using quadratic programming,” *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing, ICECDS 2017*, pp. 213–216, Jun. 2018, doi: 10.1109/ICECDS.2017.8389806.
- [51] S. Agnihotri, *Economic load dispatch using PSO and study of intermittent nature of wind energy*. 2015. doi: 10.13140/RG.2.1.4297.4885.
- [52] Y. S. Onmez, “Estimation of fuel cost curve parameters for thermal power plants using the ABC algorithm,” *TURKISH JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING & COMPUTER SCIENCES*, vol. 21, no. Sup.1, pp. 1827–1841, Nov. 2013, doi: 10.3906/elk-1203-10.
- [53] M. Chen, “Contingency re-definition and its application to power system security analysis,” *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011*, 2011, doi: 10.1109/PSCE.2011.5772458.
- [54] H. F. Wang, H. Li, and H. Chen, “Coordinated secondary voltage control to eliminate voltage violations in power system contingencies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 588–595, May 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.810896.
- [55] S. M. Medina and A. Aguila, “Óptima Compensación de Potencia Reactiva en Redes de Distribución Radiales considerando periodo de diseño Optimal Compensation of Reactive Power in Radial Distribution Networks considering design period,” *2019 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, pp. 108–115, 2019, doi: 10.1109/INCISCOS49368.2019.00026.
- [56] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, “Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review,” *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [57] S. Robak, J. MacHowski, and K. Gryszpanowicz, “Contingency selection for power system stability analysis,” *Proceedings of the 2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2017*, Jun. 2017, doi: 10.1109/EPE.2017.7967241.
- [58] Y. Zhang, M. E. Raoufat, and K. Tomsovic, “Remedial Action Schemes and Defense Systems,” *Smart Grid Handbook*, pp. 1–10, Aug. 2016, doi: 10.1002/9781118755471.SGD032.
- [59] R. C. Schaefer and K. Kim, “Elements of Tuning a Power System Stabilizer for NERC Compliance,” *IEEE Conference Record of Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference*, vol. 2018-June, Oct. 2018, doi: 10.1109/PPIC.2018.8502227.
- [60] V. J. Mishra and M. D. Khardennis, “Contingency analysis of power system,” *2012 IEEE Students’*

- Conference on Electrical, Electronics and Computer Science: Innovation for Humanity, SCEECS 2012*, 2012, doi: 10.1109/SCEECS.2012.6184751.
- [61] M. Muslu and R. D. Shultz, “An expert system for contingency analysis in power systems,” *Proceedings of the Annual North American Power Symposium*, pp. 373–380, 1991, doi: 10.1109/NAPS.1990.151391.
- [62] A. Gómez Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. 2009. doi: 10.2460/javma.241.7.898.
- [63] M. Yue and X. Wang, “An enhanced probabilistic contingency analysis for development of risk-informed transmission planning,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2016-November, Nov. 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741303.
- [64] A. Gomez-Exposito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. CRC press, 2018.
- [65] J. Zhu, *Optimization of power system operation*. John Wiley & Sons, 2015.
- [66] Y. Feng, W. Wu, B. Zhang, and W. Li, “Power system operation risk assessment using credibility theory,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1309–1318, 2008.
- [67] N. A. Belyaev, N. v Korovkin, O. v Frolov, and V. S. Chudnyi, “Methods for optimization of power-system operation modes,” *Russian Electrical Engineering*, vol. 84, no. 2, pp. 74–80, 2013.
- [68] C. Peng, S. Lei, Y. Hou, and F. Wu, “Uncertainty management in power system operation,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 28–35, 2015.
- [69] Y. Feng, W. Wu, B. Zhang, and W. Li, “Power system operation risk assessment using credibility theory,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1309–1318, 2008.
- [70] “Electricidad - Administración de Información de Energía de EE. UU. (EIA).” <https://www.eia.gov/electricity/> (accessed Feb. 15, 2022).
- [71] J. McCalley *et al.*, “Probabilistic security assessment for power system operations,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, 2004, pp. 212–220.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 25: Matriz de estado del arte.

DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN																							
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Contingencias de generación	Minimización costos	Optimización entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de costos	Modelo de optimización	Inclusión de restricciones operativas	Restricciones de contingencias de generación	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricciones binarias de arranque para generadores	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de demanda	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación para abastecimiento de la demanda	Valores de las variables binarias de arranque y parada	Valores energéticos por tipo de tecnología de generación
1	2019	Optimal Planning of Electric Power Systems	1	☒																			
2	2017	Price-based optimal control of electrical power systems	75					☒															
3	1991	Distribution systems loss minimum re-configuration by simulated annealing method	41		☒																		
4	2010	An active and reactive power regulating system based on a cascaded-converter	11	☒		☒		☒		☒													
5	2010	Power System Operation and Control	168					☒				☒											
6	2005	Automated monitoring functions for improved power system operation and control	51		☒		☒	☒			☒												
7	2017	Electricity Markets: Theories and Applications	53																				
8	2012	Economic dispatching problem with group and resource considerations	1	☒			☒		☒														
9	2015	Economic Dispatch in power systems	131	☒		☒																	
10	2012	The Exact Solution of the Environmental / Economic Dispatch Problem	69																				
11	2020	Power flow model with flat frequency control and load characteristic for voltage stability indices	0																				

DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Contingencias de generación	Minimización costos	Optimización entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de costos	Modelo de optimización	Inclusión de restricciones operativas	Restricciones de contingencias de generación	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricciones binarias de arranque para generadores	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de demanda	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación para abastecimiento de la demanda	Valores de las variables binarias de arranque y parada	Valores energéticos por tipo de tecnología de generación	Valores económicos por tipo de tecnología de generación
12	2005	Area-wide system protection scheme against extreme contingencies	21	<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"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
13	2002	Controlling grid integrity after power system emergencies	36	<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 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"/>
14	1974	Real-Time Computer Control of Power Systems	203	<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 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"/>
15	2017	A survey of contingency analysis regarding steady state security of a power system	10	<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 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"/>
16	2012	Two application examples of probabilistic risk assessment in power system operations	6	<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"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	2017	Probabilistic stability analysis: The way forward for stability analysis of sustainable power systems	28	<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 checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	2000	Optimization techniques for electrical power systems. Part 1: Mathematical optimization methods	41	<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 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"/>
19	2018	Application of the gradient method in the economic dispatch	5	<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 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 checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	2018	Generic Existence of Unique Lagrange Multipliers in AC Optimal Power Flow	14	<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"/>	<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"/>
21	2006	Economic load dispatch for piecewise quadratic cost function using hybrid self-adaptive differential evolution with augmented lagrange multiplier method	11	<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 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"/>
22	2009	Power flow calculation by combination of Newton-Raphson method and Newton's method in optimization	27	<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 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"/>
23	2015	Network flow optimization by Genetic Algorithm and load flow analysis by Newton Raphson method in power system	4	<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 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"/>

DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Contingencias de generación	Minimización costos	Optimización entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de costos	Modelo de optimización	Inclusión de restricciones operativas	Restricciones de contingencias de generación	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricciones binarias de arranque para generadores	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de demanda	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación para abastecimiento de la demanda	Valores de las variables binarias de arranque y parada	Valores energéticos por tipo de tecnología de generación	Valores económicos por tipo de tecnología de generación
24	2000	Comparative studies of optimization methods for the optimal power flow problem	29	<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 checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
25	2009	Supply and demand conflict in supply chain based on principal-agent theory	3	<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"/>		
26	2018	Deterministic electric power infrastructure planning: Mixed-integer programming model and nested decomposition algorithm	89	<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"/>		
27	2015	Optimization of Power System Operation: Second Edition	1069	<input type="checkbox"/>										<input type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>					
28	1998	Phase balancing using mixed-integer programming	155					<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"/>	
29	2005	Constrained optimal power flow by mixed-integer particle swarm optimization	57	<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"/>	
30	2014	A flexible mixed-integer linear programming approach to the AC optimal power flow in distribution systems	82	<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"/>	
31	2015	Projected mixed integer programming formulations for unit commitment problem	37	<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"/>	
32	2008	Mixed integer programming method to solve security constrained unit commitment with restricted operating zone limits	71		<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"/>	
33	2008	Adaptive mixed-integer programming unit commitment strategy for determining the value of forecasting	73					<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>										<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	
34	1991	An expert system based diagnosis and advisor tool for teaching power system operation emergency control strategies	50					<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
35	2011	Real-time assessment of power system transient stability using rate of change of kinetic energy method	16		<input checked="" type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>										<input type="checkbox"/>			

DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Contingencias de generación	Minimización costos	Optimización entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de costos	Modelo de optimización	Inclusión de restricciones operativas	Restricciones de contingencias de generación	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricciones binarias de arranque para de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de demanda	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación para abastecimiento de la demanda	Valores de las variables binarias de arranque y parada
36	2012	Extended integral based governor control for power system stabilization	13			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>				
37	2019	Research on the responsibility distribution of AGC adjustment in interconnected power system	1			<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"/>
38	2017	Compromising Security of Economic Dispatch in Power System Operations	23			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>										<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
39	2018	Unit commitment problem in electrical power system: A literature review	38			<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 checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
40	1981	Short-term Operation Planning in Electric Power Systems	16					<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>
41	2008	Short-term operation planning on cogeneration systems: A survey	164						<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>			
42	2012	Coordination of short-term operation constraints in multi-area expansion planning	106	<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"/>			
43	2017	Economic and environmental load dispatch using genetic algorithm	3															<input checked="" type="checkbox"/>				
44	2011	Artificial bee colony optimization for combined economic load and emission dispatch	63	<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"/>						
45	2017	Emission constrained bid based dynamic economic dispatch using quadratic programming	9				<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"/>
46	2015	Economic load dispatch using PSO and study of intermittent nature of wind energy	0			<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"/>
47	2013	Estimation of fuel cost curve parameters for thermal power plants using the ABC algorithm	53	<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 type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>
48	2011	Contingency re-definition and its application to power system security analysis	10	<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"/>

DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO BASADO EN COSTOS CONSIDERANDO CONTINGENCIAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Contingencias de generación	Minimización costos	Optimización entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de costos	Modelo de optimización	Inclusión de restricciones operativas	Restricciones de contingencias de	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricciones binarias de arranque para de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de demanda	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación para abastecimiento de la demanda	Valores de las variables binarias de arranque y parada	Valores energéticos por tipo de tecnología de generación	Valores económicos por tipo de tecnología de generación
49	2013	Coordinated secondary voltage control to eliminate voltage violations in power system contingencies	130					☒										☒						
50	2017	Contingency selection for power system stability analysis	14		☒					☒														
51	2016	Remedial Action Schemes and Defense Systems	21							☒												☒	☒	
52	2018	Elements of Tuning a Power System Stabilizer for NERC Compliance	0			☒									☒									
53	2012	Contingency analysis of power system	53					☒	☒													☒		
54	1991	An expert system for contingency analysis in power systems	13				☒											☒		☒			☒	
55	2018	Electric energy systems: analysis and operation	834	☒			☒															☒	☒	
56	2016	An enhanced probabilistic contingency analysis for development of risk-informed transmission planning	6			☒																	☒	
CANTIDAD:				15	13	9	9	8	13	10	9	8	2	7	7	9	5	9	7	6	15	12	11	12

7.2 Resumen de Indicadores

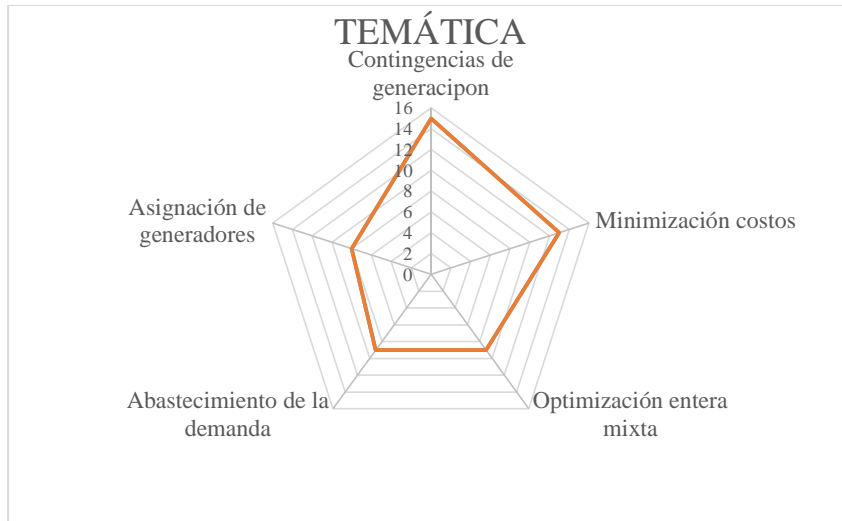


Figura 16. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

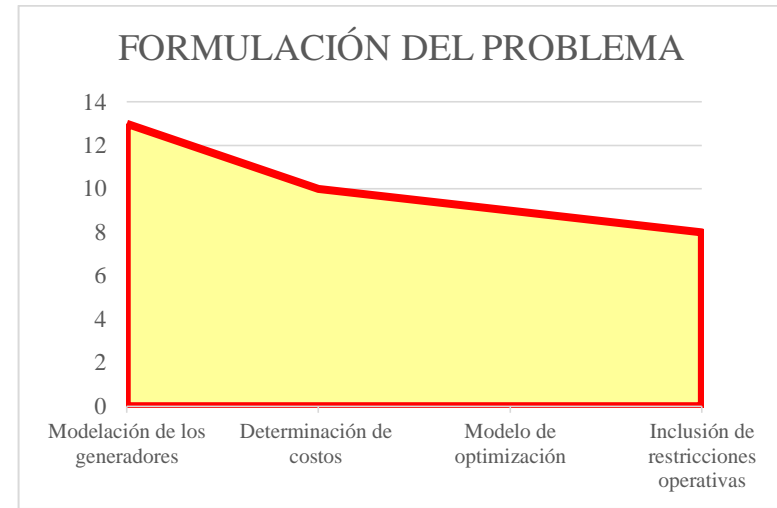


Figura 17. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

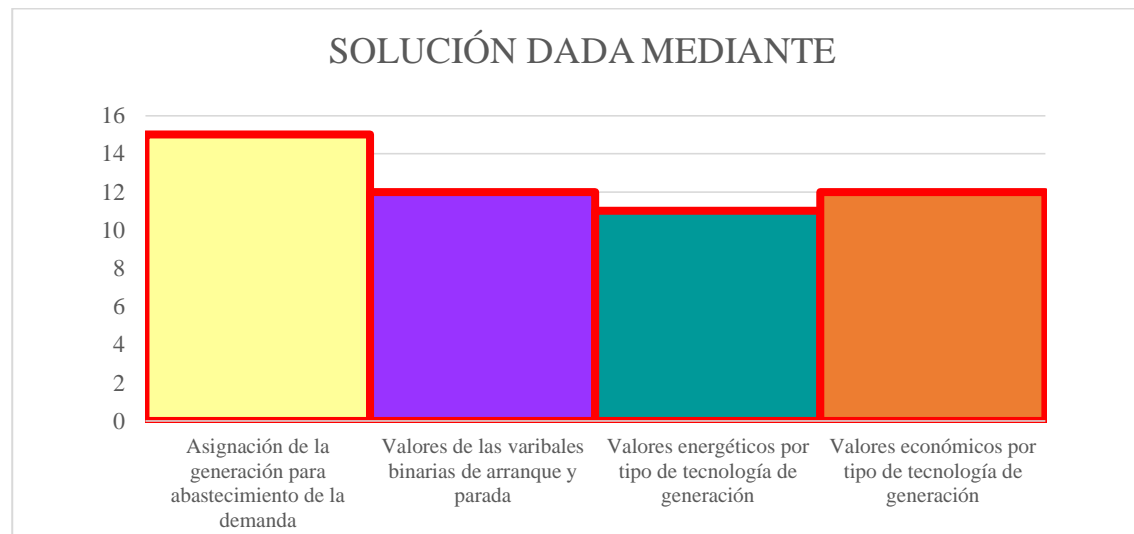


Figura 18. Indicador de solución - Estado del arte.