

**CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE  
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A  
MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:  
CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE  
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A  
MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG**

**AUTOR:  
JUAN RAMÓN COLLAGUAZO SOLÍS**

**TUTOR:  
LEONY ORTIZ MATOS**

**Quito, Septiembre, 2020**

JUAN RAMÓN COLLAGUAZO SOLÍS

**CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**JUAN RAMÓN COLLAGUAZO SOLÍS** (Y'1982) Realizó sus estudios de nivel secundario en el colegio Maristas “Borja Dos” “Los Laureles” de la ciudad de Quito, además realizó estudios en el Instituto Tecnológico de Audio y Video “IAVQ” “La Mañosca”, obteniendo el título de tecnólogo en sonido. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la Optimización de voltaje con el uso de algoritmos LQG.

[jcollaguazos@est.ups.edu.ec](mailto:jcollaguazos@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**LEONY ORTIZ MATOS** (Y'1982). Recibió el título de MSc. e Ingeniería en Automática por el Instituto Superior Politécnico Julio Antonio Mella (ISPJAM) de la Universidad de Oriente, Cuba. Actualmente es candidato al título de Doctor en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana-Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes (GIREI). Forma parte del equipo académico de la carrera de Ingeniería Eléctrica de Universidad Politécnica Salesiana Quito-Ecuador. Sus principales intereses de investigación Automatización y Control, Control robusto y Control Tolerante a Fallos, Micro-redes Eléctricas Inteligentes híbrida, CA/CC. [lortizm@ups.edu.ec](mailto:lortizm@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 ©2020  
Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO – ECUADOR

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR**

Yo, Leony Ortiz Matos, declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG*” realizado por Juan Ramón Collaguazo Solís, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, Septiembre 2020

  
.....

Leony Ortiz Matos

C.C.: 175423038-9

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Juan Ramón Collaguazo Solís, con documento de identificación N° 1708661192, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “*CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, Septiembre de 2020



.....

Juan Ramón Collaguazo Solís

Cédula: 1708661192

## INDICE DE GENERAL

1.	Introducción .....	2
2.	Marco Teórico.....	3
2.1	Micro-redes.....	3
2.2	Micro-redes Híbridas en AC/DC .....	5
2.3	Control de voltaje en Micro-redes aisladas .....	5
2.4	BESS .....	6
1.	Subsistemas Acoplados Subsistemas Solar-Fotovoltaicos (PV).....	6
2.	Sistemas de almacenamiento de energía de batería (BESS).....	7
2.5	Control de sistemas BESS .....	7
2.6	Control del BESS asilado y conectado .....	8
2.7	Control Optimo de Voltaje .....	8
1.	Control LQG .....	8
2.	Control óptimo de la regulación LQG.....	9
3.	Filtro de Kalman .....	11
3.	Planteamiento del Problema .....	11
3.1	Diseño del controlador LQG .....	11
1.	Identificación del sistema BESS .....	11
2.	Algoritmo LQG.....	14
3.	Modelo en bloques del control LQG.....	15
4.	Resultados.....	15
4.1	Caso de Estudio .....	15
4.2	Modelo matemático del Control LQG .....	16
4.3	Análisis de Resultados.....	17
5.	Conclusiones.....	21
6.	Trabajos Futuros .....	22
7.	Referencias .....	22
8.	Matriz del Estado Del Arte.....	29
9.	Resumen de Indicadores.....	38
10.	Anexos .....	41
10.1	Graficas comparativas de mínima demanda .....	41
10.2	Graficas de individuales de las señales, medidas sin control. ....	44
10.3	Graficas de individuales de las respuestas de los controladores en mínima demanda .....	46

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de una MR AC/DC [2], [15].....	4
Figura 2. Esquema de entradas y salidas de la planta. ....	11
Figura 4. Diseño del control LQG .....	15
Figura 3. MG en cascada de caso de estudio.....	16
Figura 5. Comparación de voltaje controlado PI con el voltaje inicial sin control. En Máxima demanda.....	18
Figura 6. Comparación de voltaje controlado LQG con el voltaje inicial sin control. En Máxima.....	18
Figura 7. Comparación de voltaje controlado LQG con el voltaje PI. En Máxima demanda.....	18
Figura 8. Respuesta del control cascada PI en mínima demanda .....	19
Figura 9. Respuesta del control LQG en máxima demanda.....	19
Figura 10. Respuesta del control LQG a perturbación a los dos segundos.....	19
Figura 11. Comportamiento de los voltajes en los buses, en máxima demanda .....	20
Figura 12. Comportamiento de los voltajes en los buses, aplicando el control LQG, en máxima demanda .....	20
Figura 13. Comportamiento de los voltajes en los buses, en mínima demanda .....	20
Figura 14. Comportamiento de los voltajes en los buses, aplicando el control PI, en mínima demanda .....	20
Figura 15. Comportamiento de los voltajes en los buses, aplicando el control LQG, en mínima demanda.....	20
Figura 16. Zoom del comportamiento de voltaje en mínima demanda, sin ningún control.....	21
Figura 17. Zoom del comportamiento de voltaje en mínima demanda, con control PI... 21	
Figura 18. Zoom del comportamiento de voltaje en mínima demanda, con control LQG. .....	21
Figura 19. Grafica de respuesta a la temática planteada en esta investigación. ....	38
Figura 20. Indicadores de formulación de problemas.....	39
Figura 21. Indicadores de solución. ....	40
Figura 22. Comparación de voltaje controlado PI con el voltaje inicial sin control. En mínima demanda.....	42
Figura 23. Comparación de voltaje controlado LQG con el voltaje inicial sin control. En mínima demanda.....	42
Figura 24. Comparación de voltaje controlado LQG con el voltaje controlado PI. En mínima demanda.....	43
Figura 25. Voltaje inicial en máxima de manda ys_v_B1. ....	44
Figura 26. Voltaje inicial en mínima de manda ys_v_B1. ....	45
Figura 27. Voltaje controlado en cascada demanda mínima.....	46
Figura 28. Voltaje controlado LQG en mínima demanda.....	47

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variables del sistema de identificación. ....	11
Tabla 2. Datos del punto de operación. ....	13
Tabla 3. Variables para espacios de estado. ....	14
Tabla 4. Descripción de Variables del Algoritmo LQG .....	14
Tabla 5. Variables para el control LQG en Matlab-Simulink .....	15
Tabla 6. Valores de variables da control dentro del sistema de control LQG.....	17
Tabla 7. Variables de la respuesta transitoria de los controladores .....	19
Tabla 8. Variables características del controlador PI Dmax. ....	19
Tabla 9. Variables características del controlador LQG Dmax.....	19
Tabla 10. Matriz del estado del arte de la presente investigación. ....	29

# CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG

## Resumen

La presente investigación desarrolla una estrategia de control óptimo de voltaje para sistemas perturbados de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS) acoplados en AC a Micro-redes eléctricas Híbridas (MRH) en AC/DC. La estrategia propuesta se basa principalmente en un Control Lineal Cuadrático Gaussiano (LQG), método que posibilita el control de sistemas no lineales perturbados como los BESS. El estudio permite obtener una ley de control óptima por realimentación dinámica lineal para los sistemas BESS acoplados mediante convertidores electrónicos de voltaje en cascada. El estudio se implementó en un sistema MR tipo benchmark que opera en condiciones normales, sin fallas y en modo aislado. Los resultados obtenidos se validaron y compararon con un control clásico PI usando simulación digital en Matlab / Simulink. Además, se analizará el comportamiento dinámico del voltaje de la planta, en dos casos; máxima demanda y mínima demanda, en un punto de operación.

**Palabras Clave:** Micro-red; Control óptimo; Control de voltaje; Sistemas de almacenamiento; Control Lineal Cuadrático Gaussiano.

## Abstract

The present research develops an optimal voltage control strategy of disturbed Battery Energy Storage Systems (BESS) coupled in AC Hybrid Microgrids (HMG) in AC / DC. The proposed strategy is mainly based on a Gaussian Linear Quadratic Control (LQG), a method that enables the control of disturbed non-linear systems such as BESS. The study allows to obtain an optimal control law by linear dynamic feedback for BESS systems coupled by electronic voltage converters in cascade. The study was implemented in a benchmark HMG system that operates under normal conditions, without failures and in isolated mode. The results obtained were validated and compared with a classic PI control using digital simulation in Matlab / Simulink. Furthermore, the dynamic behavior of the plant voltage will be analyzed in two cases; maximum demand and minimum demand, at one point of operation.

**Keywords:** Micro-gird; Optimal control; Voltage control; Storage systems; Gaussian Quadratic Linear Control.

## 1. Introducción

BESS es una de las nuevas tecnologías innovadoras de almacenamiento de energía en baterías a corto plazo. El uso de este tipo de tecnología en sistemas de energía renovable ha sido tomado en cuenta por varios autores. Existen diferentes tipos de baterías, dentro de las cuales destaca por su confiabilidad una compuesta de plomo-ácido, además es una opción de bajo costo en aplicaciones donde se requiere grandes capacidades de almacenamiento de energía [1], [2].

De momento los sistemas eléctricos experimentan reestructuraciones de una configuración integrada verticalmente, esta estructuración parte de un conjunto de decisiones, que pueden ser de tres tipos tales como; límites en cuanto a actividades, análisis de relaciones de entre proveedor, distribuidor y clientes, y por último se debe identificar circunstancias de capacidades del servicio. Debido al aumento de generación de energía distribuida discontinua (por ejemplo, eólica, solar, etc.) y del aumento de cantidades, así como también distancias de transferencia de energía. De la misma manera el crecimiento de la carga resulta un funcionamiento del sistema menos seguro, donde, las tecnologías de almacenamiento de energía en baterías (BESS) pueden; mejorar el soporte de calidad de energía a corto plazo hasta la gestión de energía al largo plazo, ejecutar diferentes aplicaciones en el mismo dispositivo. En consecuencia, el BESS aumenta estabilidad y seguridad del sistema de energía, ayudando en el acoplamiento de energías renovables distribuidas y pospone la expansión de la red [2], [3].

En general, casi todas las tecnologías de baterías son utilizables para la integración de la red. Sin embargo, como la especificación del sistema de almacenamiento de energía con batería (BESS) difiere de un caso a otro, las

investigaciones generales no son significativas [4].

La red eléctrica hoy por hoy es ineficiente desperdicia gran cantidad de energía producida, a causa de que, para garantizar una calidad de energía adecuada se suele producir más energía de la necesaria. Si se utilizaran sistemas de almacenamiento de energía con batería (BESS), para el almacenamiento en la red, se tendría mejoras en la fiabilidad y en la calidad de energía eléctrica. Con el uso de fuentes de energía renovables intermitentes aumenta la fiabilidad y la coherencia de la energía suministrada a medida que la fuente renovable sufre su fluctuación natural [5], [6].

Gracias al crecimiento y evolución de la sociedad, la demanda de energía está en constante crecimiento, de modo similar la red eléctrica. Generando ciertas desventajas en la red eléctrica como: alto costo, difícil operación, baja confiabilidad [7]–[12].

Evidentemente con las mejoras en la electrónica de potencia, el sistema de potencia da lugar al diseño de las Micro Redes (MR). Este diseño novedoso logra la generación distribuida efectiva, orientado en particulares topologías para las fuentes de energía distribuidas y las cargas. El desarrollo de MR en la red eléctrica junto con la tecnología de almacenamiento de energía, se está volviendo popular y los modelos BESS conectados a la red se tornarán importantes dentro de los análisis de simulación de sistemas de energía [7], [13].

Aportes anteriores sobre BESS se han centrado especialmente en sistemas de alta potencia y media tensión, mayores a 100kW alrededor de 3,3 y 6,6 KV[13].

Para ilustrar una de las aplicaciones de este tipo de tecnologías de almacenamiento de energía con baterías, se tiene el sistema eléctrico americano, donde, la nueva capacidad de energía de almacenamiento dentro de la red eran

BESS Li-on más del noventa por ciento entre el año 2014 y 2018. De tal suerte que existen mejoras en la densidad de energía [1], [4], [14].

El adelanto de las tecnologías de almacenamiento con baterías, es apresurado. Produciendo innovadores aplicaciones dentro del sistema eléctrico destinadas a: regulación de la frecuencia, estabilidad de la red, reducción de la pérdida de transmisión, disminución de la congestión, mayor confiabilidad, suavizado de energía eólica y solar, reserva de rotación, fuentes de energía ininterrumpida, servicios de red y otros [5]. Finalizando, los sistemas de almacenamiento a gran escala consisten en módulos de batería, sistemas de gestión de baterías, convertidores electrónicos de potencia, entre otros [8], [9], [16].

Las baterías son una tecnología de almacenamiento de energía de uso común cuando se integran recursos renovables en la red eléctrica. Los sistemas de almacenamiento de energía de la batería (BESS) pueden mejorar la capacidad de respuesta, la fiabilidad y la flexibilidad del sistema, al tiempo que reducen los costes de operación y limitación tanto para los proveedores como para los clientes. Un módulo de batería consta de múltiples celdas conectadas en serie o en paralelo o ambas, dependiendo de la tensión de salida y la capacidad deseadas [8].

La presente investigación busca obtener un control óptimo de voltaje dentro un sistema no lineal, en una MR AC/DC que contienen un bloque de almacenamiento de baterías (BESS), se utilizaran métodos para sistemas lineales para obtener las plantas y desarrollar un control PI clásico en cascada, el mismo que será usado para comparar con el control moderno de optimización LQG basado en espacios de estados de las plantas obtenidas por el sistema de control clásico. Así poder observar el comportamiento de voltaje antes de

diseñar los controladores, para después de implementar luego el control en el voltaje.

Este artículo se distribuye de la siguiente forma: La sección 2 detalla el marco teórico donde se presentan teorías referentes al tema. La sección 3 detalla el planteamiento del problema. La sección 4 detalla los resultados obtenidos. La sección 5 exposición de conclusiones. La sección 6 detalla posibles trabajos futuros. La sección 7 detalla las referencias. La sección 8 detalla la matriz del estado del arte. La sección 9 detalla las gráficas de resumen de indicadores del tema. La sección 10 detalla anexos gráficos.

## **2. Marco Teórico**

### **2.1 Micro-redes**

El principio de funcionamiento de las MR es la distribución de energía desde su generación hasta las cargas, siendo un sistema de dos vías, donde su ventaja es trabajar como un sistema autónomo, con la finalidad de operar en modo aislado [17], [18], dado que mantienen una conexión con el sistema centralizado a una red, puede perder esta conectividad con la fuente gracias a tecnologías de almacenamiento de energía, obteniendo resultados favorables en cuanto a confiabilidad y costos bajos [19].

Una de las principales ventajas de las MR es que cuando se tiene un incremento en la demanda, con el uso de sistemas de almacenamiento BESS se puede mantener la calidad y confiabilidad de la energía, al repartir la energía en sobrante. Cabe señalar que las MR están compuestas por cargas y generadores dando lugar a redes híbridas, las mismas que son combinaciones DC y AC, que utilizan energías renovables o convencionales [2], [9], [20], [21].

Como se muestra en la Figura 1, las MR están constituidas por sistemas y subsistemas como: varios tipos de

cargas, generación distribuida renovables o no renovables, almacenamiento de energía (múltiples componentes BESS), paneles solares, aerogeneradores, supercondensadores, sistemas centrales de control, controles locales, sistemas de monitoreo. Se puede observar que las MG son comunes dentro

de las zonas urbanas dado que se encuentran con redes eléctricas, permitiendo resolver temas de eficiencia energética, calidad de energía y seguridad [2], [22], [23].

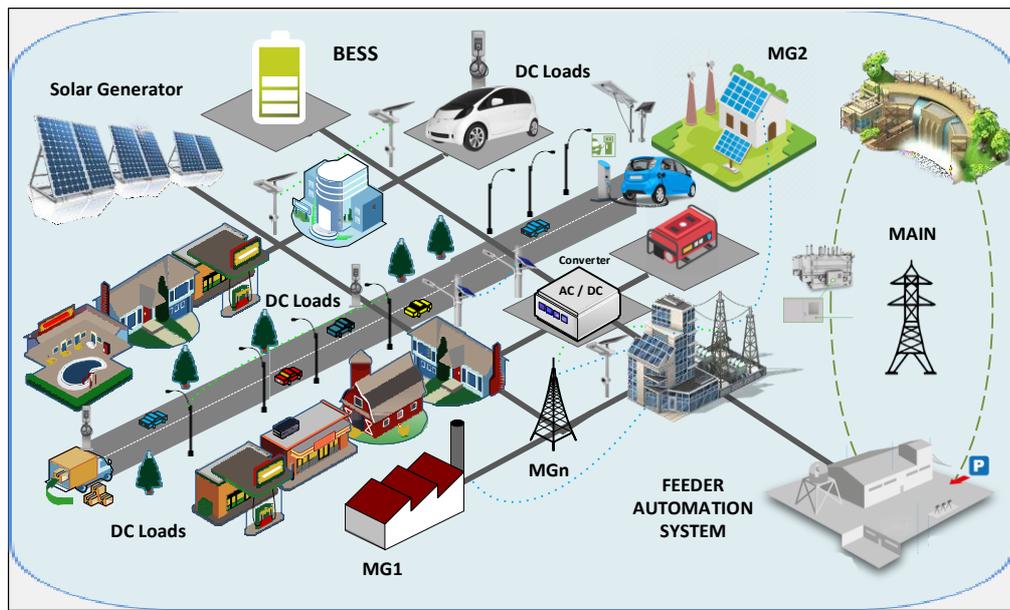


Figura 1. Ejemplo de una MR AC/DC [2], [15].

En consecuencia, las MR tienen modos de funcionamiento flexibles. BESS podría participar en el envío de energía activa/reactiva en el modo conectado a la MR, o soporte de voltaje y frecuencia en el modo autónomo de MR para proporcionar la fuente de alimentación ininterrumpida. Además, el soporte de voltaje y frecuencia también es de gran importancia para el modo conectado a la red de MR [24].

En términos generales, un proyecto de almacenamiento de energía de batería de grado de utilidad se puede implementar en la red eléctrica en una subestación, distribuida a lo largo de un alimentador o como un sistema residencial centrado en la comunidad [25].

La frecuencia y el voltaje de amplitud en una MR disminuirán cuando la MR suministre más potencia activa a la carga requerida. En este caso, un BESS puede proporcionar una compensación de

potencia activa a la MR. Sin embargo, el control de caída V-I tiene varias limitaciones cuando se utiliza para coordinar el uso compartido de carga entre los sistemas de almacenamiento de energía de la batería (BESS). Las caídas de tensión a través de las líneas de Microred harán que cada batería funcione a una corriente de carga/descarga diferente [26].

La MR es un paradigma en la generación distribuida. Es una conglomeración de varios tipos de fuentes de generación de energía a pequeña escala, incluyendo renovables y no renovables, almacenamientos de energía y cargas instaladas en el lado de baja o media tensión para generar energía, que es económica y respetuosa con el medio ambiente, junto con el mantenimiento de la confiabilidad y la calidad de la energía de suministro de energía a los consumidores [27].

La restricción de funcionamiento del almacenamiento de energía de la batería es de naturaleza dinámica y crea un acoplamiento entre las horas de programación, es decir se pueden establecer tiempos de carga y tiempos uso de esta energía almacenada. En las últimas décadas, se hicieron varios intentos para resolver el problema de compromiso unitario del sistema de energía convencional utilizando diversos métodos y técnicas como la programación dinámica, el método de lista de prioridades. Para el compromiso unitario problema de sistema de potencia convencional algoritmo genético se utiliza en un algoritmo de evolución diferencial y un método de búsqueda directa se utilizan para la programación de la generación MR [27].

## **2.2 Micro-redes Híbridas en AC/DC**

Desde hace poco el perfeccionamiento de las tecnologías digitales junto con el desarrollo de la electrónica de potencia en cuanto a: controladores y convertidores de energía, hacen que sea fácil y factible implementaciones de distintos estudios en MR. En los últimos años muchas investigaciones han sido de alto impacto en estas áreas, como el diseño de sistemas tipo Benchmark y Test-bed [2], [15], [28],[29],[30], nuevos tipos de generaciones distribuidas [31]–[33],[21],[34], identificación de sistemas, automatización, control y tolerancia a fallas aplicadas a las MRs [8]–[12], [21], [28], [35]–[49].

Las MR aparte de integrar la generación distribuida de la red principal de modo libre y confiable, asigna también un nivel óptimo en cuanto a confiabilidad de operación frente a fenómenos naturales y redes de distribución activas, lo que es beneficioso dado que se tienen menores pérdidas de energía en la transmisión y distribución, por otro lado, los tiempos

de construcción e inversión también se reducen notablemente [14], [50].

En relación a las MR AC, existen varios aportes, debido a que tiene capacidad de operar junto con la red principal [16], [51]–[54]. Por su parte las MR DC, muestran aprovechamiento en cuanto a la potencia reactiva y armónicos. Además, no hace falta sincronizar la generación, puesto que presentan mínimas pérdidas de energía y no muestran cambios en su bus después de un apagón. Pero su principal desventaja es la ausencia de cruces por cero y conforme los niveles de voltaje son elevados los sistemas de protección son más complejos [14], [32].

## **2.3 Control de voltaje en Micro-redes aisladas**

Un MR opera en modo normal se encuentra conectada a la red eléctrica de media tensión principal, sin embargo, puede existir un modo de operación de un asilamiento programado o forzado [28]. En este modo de operación la MR debe tener las capacidades de acción de forma autónoma. Para esto se debe aplicar una estrategia de regulación de voltaje, caso contrario, la MR podría experimentar oscilaciones de voltaje [28].

El uso de un VSI para facilitar una referencia de voltaje, es posible trabajar en MR modo asilado, cambiando de manera suave a modo aislamiento sin cambiar el modo de control de ninguno de los elementos de la MR [55].

Para terminar, una MR puede entrar a modo asilado por alguna falla y al ingresar no debe de tener caídas de voltaje, por esto la gestión de dispositivos de almacenamiento es esencial para la implementación de un control de éxito, de una MR en modo aislado. Asumiendo también el proceso de deslastre de carga uno de los detalles de suma importancia para evitar desviaciones de frecuencia rápidas y

largas y lo más importante conservar la red sin perder la carga [56].

## 2.4 BESS

### 1. *Subsistemas Acoplados Subsistemas Solar-Fotovoltaicos (PV)*

En la actualidad la generación eléctrica es responsable del 25% de los GEI, se estima que con el tiempo se promueva el uso de generadores RES y generación distribuida para reducir el consumo de combustible, así como también los GEI [57], [58]. Una de las principales deficiencias del sistema eléctrico son las pérdidas de energía, las mismas que han ido en aumento y por este motivo surgen las MR [59].

El dispositivo base dentro de los subsistemas PV son los paneles solares, los mismos que dependiendo de la necesidad en cuanto a corriente y voltaje se pueden conectar en serie o paralelo [60]. Se debe considerar que existen experiencias y evaluaciones técnicas sobre las utilidades en gestión de generadores distribuidos, dentro de redes eléctricas en [29] y [61].

En resumidas cuentas, para la integración de las energías distribuidas se debe tener en cuenta parámetros siguientes: regulación de voltaje, regulación de frecuencia, distorsión armónica en el rango de operación de la carga, factor de potencia y potencia reactiva, adecuados aislamientos y tiempos de respuesta, etc. También existen causas de suma importancia que se deberían tener en cuenta para minimizar la demanda de energía: almacenamiento de energía térmica solar para aplicaciones de calentamiento de agua y espacios físicos, uso de procesos de conversión eficiente para obtener alta calidad eléctrica, y uso apropiado de módulos PV integrados a los edificios, siendo como prioridad buscar autonomía de los proveedores de energía [62].

Ahora bien, las aplicaciones de energía solar tanto como eólica crecen rápidamente, en conjunto con el

potencial inmerso para futuros usos en los sistemas de energía eléctrica, esto requiere una evaluación cuantitativa de beneficios de confiabilidad asociados a fuentes energéticas no convencionales. Sin embargo, hay que considerar la incertidumbre de recursos que tienen en común la energía solar y eólica [29], [63], [35].

La optimización del control de la operación de las redes de distribución con PV y BESS se ha convertido en una de las tecnologías clave que deben resolverse. El enfoque de flujo de potencia óptimo activo-reactivo se propone optimizar la distribución de potencia activa y reactiva simultáneamente para reducir las pérdidas de energía [30].

En la actualidad se proponen programas que hacen un avance óptimo para el BESS y PV utilizando un novedoso problema de optimización convexa cuadrática objetiva para mejorar el valor del BESS cuando se usan PV [29], [32]. La formulación y solución de problemas óptimos de gestión del almacenamiento de energía bajo consideración de riesgo y los costos de transacción del comercio de energía se abordarán en varias regiones del mundo [34], [35].

La implementación de este tipo de sistemas procede a diseñar una programación óptima de carga / descarga para el almacenamiento de energía para minimizar la pérdida de línea de los sistemas de distribución interconectados con PV de gran tamaño con lo cual se analizara las ventajas potenciales del almacenamiento distribuido de energía en la red inteligente y se muestran a futuro como una nueva estrategia de optimización basada en el costo para su ubicación, tamaño y control óptimos mediante una nueva formulación de optimización híbrida robusta estocástica para calcular un flujo de potencia óptimo con previsión de seguridad restringido. La potencia de salida teórica de PV se

puede calcular en función de su capacidad nominal, irradiancia solar (el efecto de la temperatura se descuida) [32], [34].

$$P_{pv} = f_{pv} P_{pv-rate} \frac{G_T}{G_S} \quad (1)$$

$P_{pv}$  es la potencia de salida teórica, y  $f_{pv}$  es un factor de reducción debido al polvo y al refugio. La tasa de  $P_{pv}$  es la capacidad nominal bajo la condición de prueba estándar.  $G_T$  es la irradiancia solar real y  $G_S$  es la irradiancia bajo la condición de prueba estándar. La potencia de salida real puede estar entre 0 y la potencia de salida teórica a través de cierto método de control [1], [8].

## 2. Sistemas de almacenamiento de energía de batería (BESS)

El bloque de energía de almacenamiento de la batería incluye un sistema de control y enfriamiento, convertidores, circuitos de filtro de CC y armónicos, y las cadenas de la batería [65].

Si se aplica una estrategia de control adecuada, el BESS puede suministrar un cambio rápido de potencia activa y reactiva en ambas direcciones, proporcionando así el control en los cuatro cuadrantes del plano P-Q. Por lo tanto, el dispositivo BESS es capaz de mejorar el rendimiento del control de frecuencia de carga al ofrecer una rápida compensación de potencia activa [1], [36].

### 2.5 Control de sistemas BESS

El BESS se emplea para mitigar las desviaciones de frecuencia producidas por un desequilibrio entre la generación y la carga en el sistema [14]. Debido a la rápida respuesta en funcionamiento, el BESS se puede operar para inyectar o absorber energía como un flujo de energía bidireccional de acuerdo con un comando del controlador, que se describirá en la siguiente subsección. Sin embargo, BESS puede no ofrecer una solución satisfactoria para la regulación

de frecuencia debido a sus limitaciones y, en consecuencia, se destaca el control de potencia de carga [66]. El BESS se controla para regular la desviación de frecuencia de acuerdo con la utilización de energía BESS se puede obtener como se representa en la siguiente ecuación [67]:

$$P_{BESS} = P_{BESS,int} + \Delta P_{BESS} \quad (2)$$

donde  $P_{BESS}$  es la potencia activa compensada por BESS.  $P_{BESS,int}$  es el poder inicial de BESS.  $\Delta P_{BESS}$  es la desviación de potencia BESS según la característica de caída. La característica de caída se define usando la relación  $P - f$ . El BESS inyectará energía a la red de acuerdo con la desviación de frecuencia cuando la frecuencia disminuye desde un valor nominal [68].

Además, el BESS seguirá siendo la potencia máxima inyectada constantemente, cuando la frecuencia alcanza un límite mínimo permitido. Por el contrario, cuando la frecuencia aumenta desde un valor nominal, el BESS consumirá energía en función de la característica de caída y, finalmente, seguirá siendo la potencia máxima consumida constantemente en un límite máximo permitido. Sin embargo, el BESS no funcionará durante la desviación de frecuencia cero [69]. El coeficiente de caída del control BESS se calcula en (3) y, por lo tanto, la desviación de potencia BESS se puede obtener en (4). Al sustituir (3) en (4), la potencia BESS se puede representar de acuerdo con el control basado en caída como se muestra en (5). Además, el BESS puede cargar y descargar energía según el límite permitido en (6).

$$k_{BESS} = \frac{\Delta P_{BESS}}{\Delta f} \quad (3)$$

$$\Delta P_{BESS} = k_{BESS} \cdot \Delta f \quad (4)$$

$$P_{BESS} = P_{BESS,int} + [k_{BESS} \cdot \Delta f] \quad (5)$$

$$- P_{BESS,max} \leq P_{BESS} \leq P_{BESS,max} \quad (6)$$

donde  $k_{BESS}$  es el coeficiente de caída del control BESS.  $\Delta f$  es la desviación de frecuencia obtenida por la red inteligente.  $P_{BESS,max}$  es la potencia máxima de BES [70].

## 2.6 Control del BESS asilado y conectado

La MR se define como un clúster de recursos energéticos distribuidos interconectados (DER), sistemas de almacenamiento de energía (BESS) y cargas, que pueden funcionar en paralelo con la red o en modo isla. Bajo el paradigma de la red inteligente, las microrredes se consideran un eslabón crítico en la evolución de los sistemas de energía a granel integrados verticalmente a las redes de distribución descentralizadas inteligentes [39]. Para varias características técnicas interesantes, BESS ha recibido una atención considerable recientemente, particularmente como una solución a los desafíos a los que se enfrentan las redes de distribución activas modernas y las redes Microred [70], [71].

El BESS es diseñado para soportar el funcionamiento de la microrred, y en ese modo de operación mejora la calidad de la energía, la confiabilidad y seguridad del sistema, y aumenta la eficiencia energética. Cuando se produce una perturbación en la red pública, la microrred inteligente se diseñó para desconectarse automáticamente de la red. Luego, las cargas del sitio se sirven con energía renovable y de batería durante hasta ocho horas hasta que se restablezca la energía de la red local o se activen los generadores de emergencia convencionales en el sitio. En la actualidad, se encuentran disponibles diferentes tipos de almacenamientos de energía, como baterías electroquímicas,

supercondensadores, volante, almacenamiento de energía de aire comprimido, almacenamiento de energía magnética, etc. [40], [70], [42]. El BESS es bastante popular para la microrred debido a su baja tasa de auto descarga, la mejor relación de energía a peso. La carga y descarga dan el estado de carga de la batería en cada intervalo de tiempo, estado de carga significa la energía almacenada en una batería, que se muestran en carga ec. (7) y descarga ec. (8).

$$SOC_{(t+1)} = SOC_t + \Delta t P_{BES,t/\eta d} \quad (7)$$

$$SOC_{(t+1)} = SOC_t + \Delta t P_{BES,t/\eta c} \quad (8)$$

Al considerar la batería en la programación de la microrred, se debe considerar el costo total de la batería por un día, que incluye un costo único y el costo de mantenimiento de la batería se obtiene en y se muestra como:

$$TCPD = \frac{1}{365} \left[ \left( \frac{r(1+r)^1}{(1+r)^1 - 1} \right) FC \times CE \right] + (CE \times MC) \quad (9)$$

## 2.7 Control Optimo de Voltaje

### 1. Control LQG

LQG es reducirse mediante un controlador óptimo (LQG), para establecer luego dos matrices de ponderación acordes en dependencia de la frecuencia en el costo funcional. Siendo su principal fin bosquejar un algoritmo general de fácil comprensión para lograr los objetivos en el sistema óptimo LQG [72].

Partiendo de una estrategia más general de coordinación de la fuente de alimentación, dedicada a una determinada configuración de flujo de energía que corresponde a una amplia clase de dos aplicaciones fuera de la red de origen, para investigar una solución lineal de control gaussiano cuadrático (LQG) para diseñar un sistema de

gestión de energía para un sistema BESS de batería como caso particular [73].

La estrategia seguida es minimizar un criterio LQG de tal manera que el controlador sea de la forma deseada y sea causal. No se puede obtener una solución analítica simple, a diferencia del caso en el que la estructura del controlador este sin restricciones [74]. Los métodos basados en la optimización de energía y energía se centran en el control de carga y descarga proponen un novedoso algoritmo de carga y descarga para controlar los BESS con el fin de afectar la carga máxima, suavizado de la curva de potencia y regulación de voltaje [36], [74].

Numerosos métodos de operación óptimos para los BESS se han divulgado en la literatura [15], [75]–[79]. Estos métodos se pueden clasificar principalmente como: control de energía y optimización de energía, control de operaciones económicas. Los métodos basados en la optimización de energía y control de energía se centran, en el control de carga y descarga. Hoy en día, se propone un novedoso algoritmo de carga y descarga para controlar los BESS con el fin de afeitar la carga máxima, suavizado de la curva de potencia y regulación de voltaje [36].

En un sistema de almacenamiento de energía de múltiples baterías (BESS), el desarrollo de un método eficiente de uso compartido de energía es muy importante para mejorar la eficiencia y la economía de todo el sistema teniendo en cuenta las diversas características, como la respuesta de salida, la eficiencia de carga o descarga, y la vida útil [80]. A medida que la penetración de las fuentes de energía renovables está aumentando en la MR AC, la estabilidad del sistema de bucle cerrado ha suscitado una gran preocupación ya que los convertidores de interfaz distribuida convencional (DIC) utilizados en la Microred de AC no tienen una masa giratoria y, por lo tanto, una baja inercia [81].

## 2. Control óptimo de la regulación LQG

El controlador central debe evaluar hasta qué punto la introducción de la posibilidad de intercambiar energía directamente entre las MR de acuerdo con la red puede ayudar a mejorar el rendimiento general del sistema, por ejemplo, al reducir la carga de energía general en la red principal además de limitar las variaciones de la energía almacenada en los almacenes locales [39]. La función de optimización a minimizar es (10):

$$\min J(Z, \mu) = E \{ Z_t' M_t Z_t + \sum_{t=0}^{T-1} (Z_t' M Z_t + u_t' N_t u_t) \} \quad (10)$$

Bajo la hipótesis del control débil que es cuando N tiende a la matriz nula, el control óptimo para el sistema definido por (11)

$$u_t^* = -Q^{-1} B' M [A z_t + \mu_t] \quad (11)$$

Donde:

$$Q = B' M B. \quad (12)$$

Prueba: la prueba sigue el resultado demostrado en [18]. Debido a su linealidad, el sistema (13) se puede escribir en sus componentes estocásticos y deterministas

$$Z_{t+1}^s + Z_{t+1}^d = A(Z_t^s + Z_t^d) + B(u_t^s + u_t^d) + \mu_t + \omega_t \quad (13)$$

El sistema (8) puede descomponerse en un subsistema estocástico

$$Z_{t+1}^s = A Z_t^s + B u_t^s + \omega_t \quad Z_0^s = 0 \quad (14)$$

y en un subsistema determinista

$$Z_{t+1}^d = A Z_t^d + B u_t^d + u_t \quad Z_0^d = Z_0 \quad (15)$$

De manera similar, la función de costo puede descomponerse en sus

componentes estocásticos y deterministas representados por las funciones  $J(\mathbf{Z}^s, \mathbf{u}^s)$  y  $J(\mathbf{Z}^d, \mathbf{u}^d)$ . El problema original puede descomponerse en un problema de regulación LQG de retroalimentación de estado discreto y un problema cuadrático lineal (LQ) discreto determinista. Para el problema de LQG, el control óptimo es [33], [81].

$$\mathbf{u}_t^{*,s} = \mathbf{K}_t \mathbf{Z}_t^s. \quad (16)$$

$$\mathbf{u}_t^{*,d} = \mathbf{K}_t \mathbf{Z}_t^d. \quad (17)$$

Adoptando la hipótesis del control débil, (18) tomará la siguiente expresión:

$$\mathbf{K}_t = -(\mathbf{B}'\mathbf{P}_{t+1}\mathbf{B})^{-1}(\mathbf{B}'\mathbf{P}_{t+1}\mathbf{A}) \quad (18)$$

aquí  $\mathbf{P}_t$  viene dado por DARE en (19) que tomará el siguiente valor bajo la hipótesis de control débil:

$$\mathbf{P}_t = \mathbf{M}; \mathbf{P}_T = \mathbf{M}_T \quad (19)$$

Entonces, la ganancia de retroalimentación  $\mathbf{K}_t$  se convertirá

$$\mathbf{K}_t = -(\mathbf{B}'\mathbf{M}\mathbf{B})^{-1}(\mathbf{B}'\mathbf{M}\mathbf{A}) \quad (20)$$

El problema LQ no está en una forma LQ estándar debido a la presencia del elemento  $\mu_t$  en (14). Sin embargo, se puede transformar fácilmente en un problema de seguimiento LQ equivalente, cuya solución es bien conocida, como se muestra a continuación. Supongamos que  $\mathbf{Z}_t^d$  se compone de dos componentes  $\mathbf{Z}_t^{d1}$  y  $\mathbf{Z}_t^{d2}$ , de modo que

$$\mathbf{Z}_t^d = \mathbf{Z}_t^{d1} + \mathbf{Z}_t^{d2} \quad (21)$$

Y

$$\begin{aligned} \mathbf{Z}_t^{d1} &= \mathbf{A}\mathbf{Z}_t^{d1} + \mathbf{B}\mathbf{u}_t^d \\ &= 0 \dots T \\ &- 1 \mathbf{Z}_0^{d1} = 0 \end{aligned} \quad (22)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{Z}_t^{d2} &= \mathbf{A}\mathbf{Z}_t^{d2} + \mathbf{u}_t^d \\ &= 0 \dots T - 1 \mathbf{Z}_0^{d2} \\ &= \mathbf{Z} \end{aligned} \quad (23)$$

Obviamente,  $\mathbf{Z}_t^{d2}$  es un vector conocido para cada instante  $t$ , y  $t$  poniendo  $\mathbf{Z}_t^{d2} = -\mathbf{r}$ , se puede escribir la siguiente función de costo:

$$\begin{aligned} J(\mathbf{Z}^{d1}, \mathbf{u}^d) &= \sum_{t=0}^{T-1} ((-\mathbf{r}_t + \\ &\mathbf{Z}_t^{d1}) \mathbf{M}(-\mathbf{r}_t + \\ &\mathbf{Z}_t^{d1})) + ((-\mathbf{r}_t + \\ &\mathbf{Z}_t^{d1}) \mathbf{M}(-\mathbf{r}_t + \mathbf{Z}_t^{d1})) \end{aligned} \quad (24)$$

cuya solución es

$$\mathbf{u}_t^{*,d} = \mathbf{K}_t \mathbf{Z}_t^{d1} + \mathbf{K}_t^g \mathbf{q}_t + 1 \quad (25)$$

donde la ganancia de retroalimentación  $\mathbf{K}_t$  se define en (25) y la ganancia de retroalimentación  $\mathbf{K}_t^g$  viene dada por (bajo la hipótesis de control débil)

$$\mathbf{K}_t^g = (\mathbf{B}'\mathbf{P}_{t+1}\mathbf{B})^{-1}\mathbf{B}' = (\mathbf{B}'\mathbf{M}\mathbf{B})^{-1}\mathbf{B}' \quad (26)$$

Entonces, al reemplazar el control óptimo de la regulación de LQG de retroalimentación de estado discreto y el LQ discreto determinista en (26), resulta que

$$\mathbf{u}_t^* = \mathbf{u}_t^{*,s} + \mathbf{u}_t^{*,d} = (\mathbf{B}'\mathbf{M}\mathbf{B})^{-1}\mathbf{B}'\mathbf{M}[\mathbf{A} \mathbf{z}_t + \mu_t] \quad (27)$$

Con  $\mathbf{Q} = \mathbf{B}'\mathbf{M}\mathbf{B}$

$$\mathbf{u}_t^* = -(\mathbf{Q})^{-1}\mathbf{B}'\mathbf{M}[\mathbf{A} \mathbf{z}_t + \mu_t] \quad (28)$$

Los protocolos de consenso dinámico distribuido (11), (12) y el control de modo deslizante de múltiples agentes (16), solo requieren que se mantenga una red de comunicación dispersa no dirigida entre los BESS de microrred, los BESS utilizan comunicación de vecino a vecino para compartir su estado de carga (SoC) sus estimaciones del voltaje de salida promedio y sus estimaciones de la corriente promedio de batería por unidad

de los BESS que participan plenamente en el control de caída. En particular, los BESS no requieren información sobre el número de BESS en la microrred, o la topología de la microrred. Cuando un BESS se desconecta / conecta a la microrred y la red de comunicación, solo sus vecinos directos necesitan actualizar sus estrategias de control local. Esto proporciona capacidad plug-and-play [12], [82], [83].

### 3. Filtro de Kalman

Un filtro de Kalman incluye un modelo de proceso que describe el cambio de estado a lo largo del tiempo y un modelo de medición que rige la relación entre el estado y la medición. Estos dos modelos son muy afectados por el ruido del proceso de covarianza  $Q$  y el ruido de medición de covarianza  $R$ . En consecuencia, el rendimiento del filtro de Kalman también se ve muy afectado por las dos matrices de covarianza de ruido  $Q$  y  $R$  que deben optimizarse de antemano. Se ha demostrado que la configuración incorrecta de las estadísticas de ruido iniciales puede degradar seriamente el rendimiento del filtro de Kalman e incluso provocar divergencias. En general, lo que se espera es obtener un conjunto de matrices de covarianza óptimas universales para todos los entornos de transmisión de control. De hecho, los valores óptimos de  $Q$  y  $R$  dependen del entorno específico y deben optimizarse para cada escenario. Por esta razón, se requiere una estructura de filtro Kalman con  $Q$  ajustable y  $R$  para adaptarse a un rango más amplio de entorno de control del sistema [85].

## 3. Planteamiento del Problema

En esta sección se detallará la parte técnica del modelado y los algoritmos desarrollados en la investigación, iniciando por la identificación de las plantas dentro del modelo de 14 barras,

en específico la MR acoplada en el bus 1, Grid Bidireccional convertidor AC/CD topología en cascada, hasta el modelo de control del sistema. Se hará una comparación entre el control PI y un control LQG, buscando la optimización del voltaje.



Figura 2. Esquema de entradas y salidas de la planta.

Tabla 1. Variables del sistema de identificación.

Variables	Descripción
$ys\_i\_pu (V_s)$	$(u_1)$ Entrada del sistema
$ys\_V\_pu (I_s)$	$(u_2)$ Entrada del sistema
$ueAC (m)$	$(y_1)$ Salida del sistema
$ue\_ident (\emptyset)$	$(y_1)$ Salida del sistema
$t$	Tiempo

Estas variables mediante el uso del entorno de programación Matlab – Simulink en conjunto con la aplicación llamada System Identification (Sistemas de identificación), permite obtener el modelo matemático de la planta (funciones de transferencia), el mismo que será utilizado para establecer los espacios de estado para la obtención del modelo LQG.

El propósito de obtener el modelo matemático de la planta es diseñar el sistema de control PI, ajustar este control al punto de operación obteniendo un control rápido y robusto. Usando el entorno de programación Matlab – Simulink con la aplicación Pid Tuner.

### 3.1 Diseño del controlador LQG

#### 1. Identificación del sistema BESS

El control moderno se basa en el estudio y análisis del comportamiento interno de los sistemas, visto a través de las variables que actúan dentro de un determinado proceso de control del sistema. Estas variables constituyen el denominado espacio de estados [84].

Entender el cambio de cada una de las variables dentro del proceso de control

del sistema, fortalece el control y resuelve inconvenientes de la teoría de control clásica donde su principal postulado son análisis de una entrada y una salida para sistemas dinámicos lineales con parámetros constantes. El espacio de estado permite conocer el comportamiento de una o más variables con una mínima información en cierto tiempo, para con esas información estimar y predecir futuros instantes en el comportamiento de las variables, conociendo su entrada dentro del sistema de control [84].

En la actualidad la teoría de control moderna estudia aplicaciones a sistemas con relaciones no lineales, entre variables envueltas en un proceso y por su comportamiento propio no puede ser abordada mediante un modelo lineal, debido rango de datos que toman las variables [84]. Por otro lado, la representación de un espacio de estados dentro de un sistema de control no es puede ser única, existen diferentes técnicas, como:

- Variables de estado como magnitudes físicas del sistema.
- Variables de estado como salida de los integradores del sistema.
- Variables de estado de fase.
- Variables de estado de Jordán.

Una de las técnicas aplicada tanto para sistemas lineales como para sistemas no lineales más utilizado es, variables de estado como salida de integradores, la cual parte de una ecuación genérica [83]:

$$s[(s^{n-1} + a_{n-1}s^{n-2} + \dots + a_1)y - (b_n s^{n-1} + \dots + b_1)u] = b_0 u - a_0 y \quad (29)$$

Donde el termino entre corchetes resulta de la integración del término de la derecha de la ecuación y, por ello puede ser elegida como variable de estado,  $x_1$ , teniendo así [83]:

$$\dot{x}_1 = b_0 u - a_0 y \quad (30)$$

$$x_1 = (s^{n-1} + a_{n-1}s^{n-2} + \dots + a_1)y - (b_n s^{n-1} + \dots + b_1)u \quad (31)$$

Siendo estas respectivamente, la ecuación salida del integrador y la ecuación que describe la variable de estado. Siguiendo de manera consecutiva, se tiene [83]:

$$s[(s^{n-2} + a_{n-1}s^{n-3} + \dots + a_2)y - (b_n s^{n-2} + \dots + b_2)u] = x_1 + b_1 u - a_1 y \quad (32)$$

Donde una vez más el termino entre corchetes se define como la variable de estado, teniendo [83]:

$$\dot{x}_2 = x_1 + b_1 u - a_1 y \quad (33)$$

$$x_2 = (s^{n-2} + a_{n-1}s^{n-3} + \dots + a_2)y - (b_n s^{n-2} + \dots + b_2)u \quad (34)$$

Desarrollando de manera repetitiva estos pasos, se tiene la siguiente forma genérica [83]:

$$\dot{x}_i = x_{i-1} u + b_{i-1} u - a_{i-1} y \quad (35)$$

Hasta tener las dos últimas ecuaciones [83]:

$$\dot{x}_n = x_1 + b_{n-1} u - a_{n-1} y \quad (36)$$

$$x_n = y - b_n u \quad (37)$$

La última ecuación es la de salida del sistema mono variable, que puede describirse como (37), [83]:

$$y = x_n + b_n u \quad (38)$$

Reemplazando (39) en la ecuación (30), se obtiene, para  $i=1$  la ecuación (35) y para  $1 < i \leq n$  la ecuación (39), [83]:

$$\dot{x}_i = a_0 x_n + (b_0 - b_0 a_0 y) u \quad (39)$$

$$x_i = x_{i-1} - a_{i-1} x_n + (b_{i-1} - a_{i-1} b_n) u \quad (40)$$

Luego las ecuaciones expresadas en forma matricial, se tiene [83]:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{11} \\ \dot{x}_{12} \\ \dot{x}_{13} \\ \vdots \\ \dot{x}_{1n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \dots & 0 & -a_0 \\ 1 & 0 & \dots & 0 & -a_1 \\ 0 & 1 & \dots & 0 & -a_2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & -a_{n-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{11} \\ x_{12} \\ x_{13} \\ \vdots \\ x_{1n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_0-b_0a_0 \\ b_0-b_0a_1 \\ b_0-b_0a_2 \\ \vdots \\ b_0-b_0a_{n-1} \end{bmatrix} u \quad (41)$$

$$y = [0 \dots 0 1]x + b_n u \quad (42)$$

Es necesario obtener los espacios de estados del modelo matemático de la planta y ese detalle se explicará en esta sección. Para esto se utilizó el método anteriormente detallado. A continuación, un ejemplo analítico para las dos primeras plantas en máxima demanda, tener en cuenta que el modelo analítico planteando es para una entrada una salida y la planta de estudio tiene dos entradas dos salidas, así tenemos:

Para diseñar el controlador LQG, primero se diseñó el modelo matemático de las plantas, teniendo en cuenta el punto de operación y los datos para máxima y mínima demanda en la tabla 2 [37], [39].

Tabla 2. Datos del punto de operación.

Variables	Descripción	
	Dmax	Dmin
ueAC (m)	1.2	1
ue ident ( $\emptyset$ )	216	252

por lo tanto, los modelos matemáticos para el caso de demanda máxima son:

$$G_{11}(s) = \frac{V_s}{m_s}; \emptyset_s = 216 \quad (43)$$

$$G_{12}(s) = \frac{\emptyset_s}{m_s}; m_s = 1.2 \quad (44)$$

$$G_{21}(s) = \frac{\emptyset_s}{m_s}; \emptyset_s = 216 \quad (45)$$

$$G_{22}(s) = \frac{\emptyset_s}{m_s}; m_s = 1.2 \quad (46)$$

Para mínima demanda son similares modelos el cambio es el punto de operación. Luego usando el Sistem Identification app del entorno de simulación Matlab, tenemos los

siguientes modelos de plantas respectivamente:

$$G_{11}(s) = \frac{2.768s + 0.5157}{s^2 + 141.9s + 296} \quad (47)$$

$$G_{12}(s) = \frac{0.484s + 585.5}{s^2 + 1.022e04s + 2.727e05} \quad (48)$$

$$G_{21}(s) = \frac{-23.91s + 7.071}{s^2 + 0.262s + 0.6652} \quad (49)$$

$$G_{22}(s) = \frac{307.9s + 2.188e05}{s^2 + 340.1s + 4.108e04} \quad (50)$$

Aplicando el método de resolución matemática de espacio de estados, tenemos:

$$y_1 = G_{11}u_1 + G_{12}u_2 \quad (51)$$

$$y_1 = \left( \frac{2.768s + 0.5157}{s^2 + 141.9s + 296} \right) u_1 + \left( \frac{0.484s + 585.5}{s^2 + 1.022e04s + 2.727e05} \right) u_2 \quad (52)$$

$$y_1(s^2 + 141.9s + 296)(s^2 + 1.022e04s + 2.727e05) = (2.768s + 0.5157)(s^2 + 1.022e04s + 2.727e05)u_1 + (0.484s + 585.5)(s^2 + 141.9s + 296)u_2 \quad (53)$$

$$y_1(s^4 + 10361.9s^3 + 1723214s^2 + 41721250s + 80719200) = (2.768s^3 + 28288.4443s^2 + 749563.146s - 140631.39)u_1 + (0.4841s^3 - 654.19379s^2 - 83225.7436s + 173308)u_2 \quad (54)$$

$$d_{x1} = -80719200 y_1 + 140631.39u_1 + 173308 u_2$$

$$x_1 = (s^3 + 10361.9s^2 + 1723214s + 41721250)y_1 - (2.768s^2 + 28288.4443s + 749563.146)u_1 - (0.4841s^2 - 654.19379s - 83225.7436)u_2 \quad (55)$$

$$d_{x2} = x_1 - 41721250y_1 - 749563.146u_2 + 83225.7436u_1 \quad (56)$$

$$x_2 = (s^2 + 10361.9s + 1723214)y_1 - (2.768s + 28288.4443)u_1 - (0.4841 + 654.19379)u_2 \quad (57)$$

$$d_{x3} = x_2 - 1723214y_1 + 28288.444u_2 + 654.19379u_1 \quad (58)$$

$$x_3 = (s + 10361.9)y_1 - (2.768)u_1 - (0.4841)u_2 \quad (59)$$

$$d_{x4} = x_3 - 10361.9y_1 + 2.768u_1 + 0.4841u_2 \quad (60)$$

$$x_4 = y_1 \quad (61)$$

$$y_2 = G_{21}u_1 + G_{22}u_2 \quad (62)$$

$$y_2 = \left( \frac{-23.91s + 7.071}{s^2 + 0.262s + 0.6652} \right) u_1 + \left( \frac{307.9s + 2.188e05}{s^2 + 340.1s + 4.108e04} \right) u_2 \quad (63)$$

$$y_2(s^4 + 340.362s^3 + 41169.7714s^2 + 10989.19452s + 27326.416) = (-23.91s^3 + 8124.72s^2 - 979817.9529s - 290476.68)u_1 + (307.9s^3 - 218719.3302s^2 - 57120.78492s - 145545.76)u_2 \quad (64)$$

$$d_{x5} = -27326.416 y_2 + 290476.68 u_1 + 145545.76 u_2 \quad (65)$$

$$x_5 = (s^3 + 340.362s^2 + 41169.7714s + 10989.19452)y_2 - (-23.91s^2 - 8124.72s + 979817.9529)u_1 - (-307.9s^2 - 218719.3302s - 57120.78492)u_2 \quad (66)$$

$$d_{x6} = x_5 - 10989.19452 y_2 - 979817.9529 u_1 + 57120.78492 u_2 \quad (67)$$

$$x_6 = (s^2 + 340.362s + 41169.7714)y_2 - (-23.91s + 8124.72)u_1 - (307.9 - 218719.3302)u_2 \quad (68)$$

$$d_{x7} = x_6 - 41169.7714 y_2 - 8124.72 u_1 - 218719.3302 u_2 \quad (69)$$

$$x_7 = (s + 340.362)y_2 - (23.91)u_1 - (307.9)u_2 \quad (70)$$

$$d_{x8} = x_7 - 340.362 y_2 - 23.91 u_1 + 307.9 u_2 \quad (71)$$

$$x_8 = y_2 \quad (72)$$

Después se realiza el reemplazo de (72) y (61) en las ecuaciones anteriores a ellas y se obtiene las ecuaciones características del sistema. Con estas ecuaciones formamos las matrices de estado. Debido a que se realizó varios tipos de pruebas y verificaciones se diseñó un algoritmo para la resolución del modelo de espacios de estados matemático aplicado en esta investigación. Un dato relevante es que el algoritmo solo funciona para el caso de modelos con dos polos un cero.

Tabla 3. Variables para espacios de estado.

Variables	Descripción
tfMax	Datos de los modelos matemáticos de la planta, para demanda máxima.
tfMin	Datos de los modelos matemáticos de la planta, para demanda mínima.
N	Numerador
D	Entrada del Convertidor Ac/Dc

Con las variables de la table tabla 3, tenemos el siguiente algoritmo.

---

**Algoritmo 1:** Obtención de espacios de estados.

---

Paso 1: **Entrada:** { 'tfMax' }

Paso 2: **Salidas:** { Amax, Bmax, Cmax, Dmax }

Paso 3: **Inicializar:** [N,D]=tfdata(tfMax);

Paso 4:

$N=N\{1\}(1)*s^2+N\{1\}(2)*s+N\{1\}(3);$

Paso 5:  $y=\text{double}(\text{coeffs}(\text{expand}(D*D)));$

$u=\text{double}(\text{coeffs}(\text{expand}(N*D)));$

Paso 6:  $[N1i,D1i]=\text{tfdata}(\text{tfIm});$

Paso 8:

$y1i=\text{double}(\text{coeffs}(\text{expand}(D1i*D2i)));$

$u1i=\text{double}(\text{coeffs}(\text{expand}(N1i*D2i)));$

$u2i=\text{double}(\text{coeffs}(\text{expand}(N2i*D1i)));$

Paso 9 : Fin.

---

## 2. Algoritmo LQG

En esta sección se identifica las variables ocupadas dentro del algoritmo LQG. Este algoritmo este compuesto por dos algoritmos LQE y LQE, así tenemos:

Tabla 4. Descripción de Variables del Algoritmo LQG

Variables	Descripción
Vd,Vn	Matriz de ruido
Kf	Ganancia de realimentación óptima
P	Matriz semi-definida positiva
E	Matriz simétrica semi-definida positiva, control de velocidad.
Q	Matriz simétrica definida positiva, Primer vector
R	controla ang, segundo vector controla m.
Amax	Matriz de espacio de estado
Cmax	Matriz de espacio de estado
Bmax	Matriz de espacio de estado
K	Ganancia de realimentación de estados (LQR)
sysKf	Filtro de Kalman (LQE)

En base a las variables definidas en la tabla 4, tenemos, el siguiente algoritmo:

---

**Algoritmo 2:** Control LQG.

---

Paso 1: **Entradas:** { Vd,Vn,Kf,P,E,Amax,Cmax }

Paso 2: **Salidas:** { K }

Paso 3: **Inicializar:** *lectura de variables*

LQE ss(Amax-Kf\*Cmax,[Bmax

Kf],eye(8),0\*[Bmax Kf]);

Paso 4: **Calculo:**  $\text{sysKf} = \text{ss}(\text{Amax}-\text{Kf}*\text{Cmax}, [\text{Bmax Kf}], \text{eye}(8), 0*[\text{Bmax Kf}]);$

Paso 5:

$Q=[$  0 0 0 0 0 0 0 0; 0 0 0 0 0 0 0 0 0...;  
 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 0 0 0 0 0 0 0 0...;  
 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 0 0 0 0 0 0 0 0...;  
 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 0 0 0 0 0 0 0 0...;  
 0 0 0 0 0 0 0 0 1e6];

Paso 6: **Lectura de datos:** R, Amax, Amax, Bmax

Paso 7: **Resultados:**  $K=\text{lqr}(\text{Amax}, \text{Bmax}, \text{Q}, \text{R});$

Paso 8: **Lectura de datos:** Simulink

Paso 9: **Fin.**

### 3. Modelo en bloques del control LQG

En la figura 4, se aprecia el sistema de control LQG en su totalidad y se puede apreciar que es un control de bucle cerrado para su calibración, donde se implican todas las variables que describen el comportamiento del sistema. En principio las plantas responden a las señales de entrada  $ue_{Ac}$  y  $ue_{indet}$ , la salida de las plantas es corriente y voltaje. Estas cuatro variables describen el comportamiento del sistema y permiten la estimación de estados, este es el control LQE (bloque -  $\text{sysKf}$ ), además este bloque actúa como un filtro de Kalman. La salida de este bloque es un vector de estados estimados, que se multiplica por una ganancia (bloque -  $k*ue_{ve}$ ), este es el control LQR. Luego el proceso se repite.

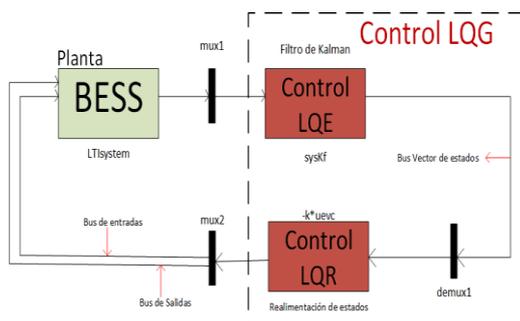


Figura 3. Diseño del control LQG.

En la tabla 5 se puede ver las variables utilizadas para el control LQG.

Tabla 5. Variables para el control LQG en Matlab-Simulink

Variabes	Descripción
$\text{sysKf}$	Bloque de estimación LQE del entorno de programación Matlab-Simulink, que entrega el vector X de estados y funciona como un filtro de Kalman eliminando ruidos.
$-K*uevc$	Bloque de estimación LQR del entorno de programación Matlab-Simulink, que recibe los estados estimados por el control LQE y los realimenta para obtener las señales de entrada del sistema.
Plantas	Modelos matemáticos

## 4. Resultados

### 4.1 Caso de Estudio

El caso de estudio se plantea en una MR AC/DC, en estado aislado, la cual se alimenta por un bus de carga. Esta MR contiene un break antes del transformador reductor, este se conecta al convertidor AC/DC bidireccional con una topología en cascada, el mismo que será encargado de aumentar o disminuir el voltaje. Además, cuenta con un sistema de almacenamiento compuesto por un banco de baterías (BESS).

Para el desarrollo del caso de estudio se hará un análisis sobre los elementos que influyen directamente en el voltaje de la MR, se debe que considerar algoritmos de control, ya que estos algoritmos optimizan el voltaje dentro de la MR.

Los elementos dentro de la MR de caso de estudio se describen en la figura 3, está conformada por un break que actúa como protección para el transformador de 55 Kva con un voltaje nominal de 900v/220v. Luego un convertidor bidireccional AC/DC que a su vez aumenta de 650 VCC a 900 VAC, el mismo que alimenta un banco de baterías (BESS) conectado en paralelo. Además, la micro se encuentra en modo aislado y opera en modo a máxima demanda y mínima demanda al 30% de la carga [2], [15].

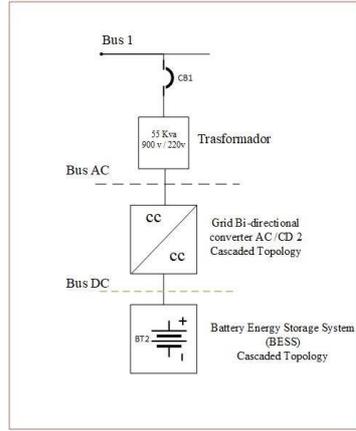


Figura 4. MG en cascada de caso de estudio.

La MR propuesta en la investigación, se encuentra conectada a un sistema más amplio, de 14 barras, donde: el voltaje del primario es 13.8 kVa, el voltaje del secundario 0.22 kVa. Para más detalles de la red completa a la cual se encuentra acoplada la MR de caso de estudio, revisar el trabajo científico Hybrid AC/DC test system simulation: grid-connected mode [15].

#### 4.2 Modelo matemático del Control LQG

El diseño de este estudio, está basado en modelos lineales discretos, en el entorno de programación Matlab y la aplicación PID Tuner, que teniendo el modelo matemático de la planta esta aplicación permite linealizar el sistema y obtener controladores PI de espacios de estados. En este punto se debe aclarar que el uso de un control PI es solo un método clásico para una comparación con el resultado final. Siendo así, tenemos las siguientes matrices de estado:

Matrices para el modelo de espacios de estados máxima demanda.

Matriz A:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -8,7880E+05 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -4,7068E+05 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -2,4287E+04 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -3,2486E+14 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 154,3261 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 107,1987 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 204,2047 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -98,9351 \end{bmatrix} \quad (73)$$

Matriz B:

$$\begin{bmatrix} 1,1861E+04 & 1,8800E+03 \\ 1,0416E+04 & 939,0890 \\ 512,4868 & 17,9101 \\ 5,2775 & 0,0609 \\ -2,4340E+03 & -853,1740 \\ -4,3616E+03 & -572,0577 \\ -1,6253E+03 & -1,1208E+03 \\ -16,32 & -520,9100 \end{bmatrix} \quad (74)$$

Matriz C:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (74)$$

Matriz D:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (76)$$

Matrices para el modelo de espacios de estados mínima demanda:

Matriz A:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -5,4767 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -216,6652 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -2,7528 \cdot 10^3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -108,8249 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -2,2639 \cdot 10^3 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -3,2635 \cdot 10^6 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -5,4073 \cdot 10^4 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -324,964252 \end{bmatrix} \quad (77)$$

Matriz B:

$$\begin{bmatrix} 1,1141E+03 & 1,5479 \\ 144,3899 & -0,2281 \\ 4,3636 & 0,7774 \\ 0,0364 & -0,1146 \\ 4,3968E+09 & 1,58E+08 \\ 5,8287E+08 & 1,90E+07 \\ 3,3853E+06 & 1,36E+05 \\ -2,5654E+04 & 582,1871 \end{bmatrix} \quad (78)$$

Matriz C:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (79)$$

Matriz D:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (80)$$

Es importante destacar que se busca el control óptimo de voltaje, por esta razón es necesaria la implementación de un control que cumpla con la estabilización del sistema al valor de referencia, en este caso 1 [pu]. Para esto se diseñó un control LQG.

Resultados logrados mediante el Control LQG:

El sistema de control LQG que se muestra en la figura 4. Es el modelo donde se calculó matemáticamente los valores de la constante  $-K*u_{vec}$ , con las fórmulas descritas dentro del algoritmo 2, También se estimó los valores de las constantes de control, es decir las matrices; Q la cual responde al factor de velocidad, R con la cual controlamos con el primer vector la entrada ue AC (m) y con el segundo vector la entrada ue indent (ang). En máxima de manda se controló el voltaje con la variable ue indet (ang) y en demanda mínima se controló con la variable ue AC (m).

El estado integrador aumentando en el LQR, es el que permite establecer el control al valor requerido. Además, para dentro del sistema de control de la figura 5, está dentro del punto de operación, dentro del diagrama de bloques representado tenemos todos los componentes de la plata. Dentro del sistema completo, para llevar al punto de operación se restó los meas de las señales de entrada y se sumó.

En la tabla 6, se muestra los valores de las variables de control LQG para máxima y mínima demanda

Tabla 6. Valores de variables da control dentro del sistema de control LQG.

Variables	Descripción	
	Dmax	Dmin
Q	1e6	75
R (ue AC)	[80 0]	[0.01 0]
R (ue indent)	[0 1e-2]	[0 1000]

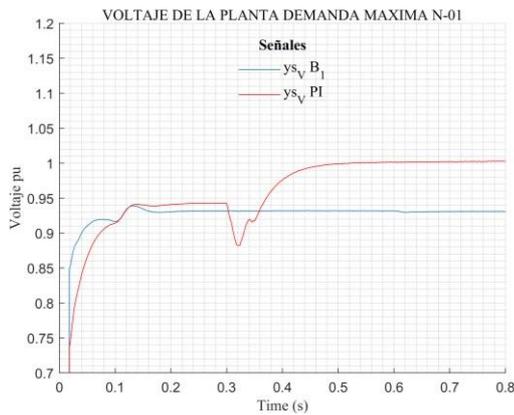
Se debe tomar en cuenta que, al colocar los sistemas de prueba individuales dentro del sistema a aplicar el control, estos valores estimados varían un poco, debido a la afectación de los elementos conectados a la red.

### 4.3 Análisis de Resultados

La presente investigación trata sobre el problema de optimización de voltaje, por lo que el control diseñado debe llegar a un voltaje de referencia optimo, aceptable, dentro de un punto de operación. Para el caso de estudio  $v_{ref} 1$  [pu] es el valor esperado, es decir en este valor el voltaje se debe estabilizar. El enfoque para el análisis de resultados es un control basado en el método LQG, el voltaje actúa al tiempo de 1s, observando la respuesta para cada uno de los controladores que se diseñaron.

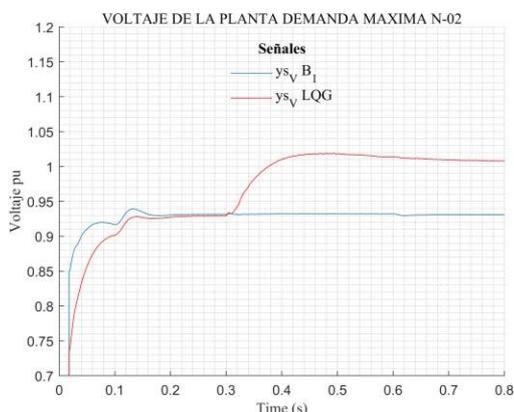
Bajo este enfoque se puede observar un evidente cambio en la respuesta de voltaje del sistema entre un control PI y el control LQG, siendo el control PI exclusivamente diseñado para comparación de resultados, cumpliendo con el objetivo planteado. Recordar que el control establece la funcionalidad de poder conservar la regulación en base a la referencia de voltaje y además puede compensar los efectos de pequeñas perturbaciones.

En la figura 5, se aprecia el voltaje inicial sin control (color azul) comparado con el voltaje controlado en cascada PI clásico (color rojo). Al revisar el voltaje sin control presenta una estabilidad entre 0.9 y 0.95 [Vpu], esto es un buen comportamiento, pero no es un comportamiento optimizado. Luego tenemos el comportamiento del voltaje controlado PI, el cual actúa en lazo abierto durante 0.3 seg, pasado este tiempo arranca el control y se observa como el voltaje se optimiza llevándolo a un valor esperado 1 [Vpu], lo cual es beneficioso pues aparte de tener un voltaje estable, tenemos un valor de voltaje optimo alcanzando de acuerdo a las necesidades de la planta. Para terminar el control clásico ayuda a tener una estabilidad optima del voltaje, pero la respuesta de acción al control es demorada.



**Figura 5.** Comparación de voltaje controlado PI con el voltaje inicial sin control. En Máxima demanda.

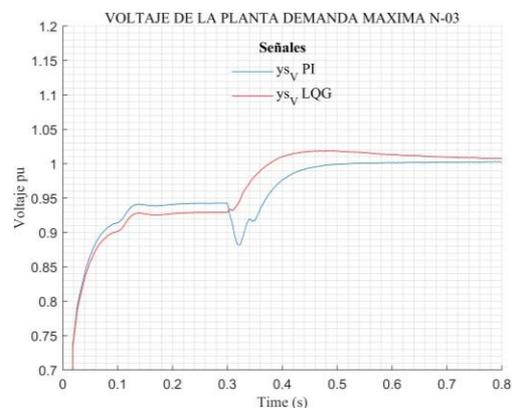
En la figura 6, se aprecia la señal del voltaje de salida en demanda máxima controlada por el LQG (color rojo), comparado con el voltaje inicial sin ningún tipo de control ( $y_{s_v, B_1}$  color azul) basado en sistema pu. La respuesta de la planta controlada alcanza el  $v_{ref}$  esperado, también se aprecia estabilidad y disminución de armónicos en la señal. Teniendo en cuenta la gráfica es notorio que el inicio del control LQG es rápido a los 0.3 segundos, estabilizándose a los 0.8 segundos. Con esto queda demostrado que el control LQG de optimización de voltaje, diseñado en esta investigación cumple su función de optimizador.



**Figura 6.** Comparación de voltaje controlado LQG con el voltaje inicial sin control. En Máxima

En la figura 7, tenemos la comparación de los dos controladores. El control de la señal de voltaje, ambos, controladores

alcanzan en 1 segundo. Pero si vemos la señal de voltaje controlado PI (color azul), en los primeros 0.3 segundos, de lazo abierto ya presenta pequeñas perturbaciones e inestabilidad, incluso antes de que el controlador entre en acción cae y vuelve a subir la señal lentamente hasta lograr estabilidad en  $V_{ref}$ , así pues, no cumple con satisfacción de control óptimo de voltaje. Por otro lado, la señal del controlador LQG (color rojo), en lazo abierto su comportamiento es rápido, la acción del controlador es inmediata, a los 0.3 segundos similar al PI pero el control es veloz y se tiene una señal limpia de ruidos.



**Figura 7.** Comparación de voltaje controlado LQG con el voltaje PI. En Máxima demanda.

Estas tres graficas son el resultado de la señal de voltaje en máxima demanda. Los resultados para mínima demanda son bastante parecidos, se puede apreciar las gráficas en los anexos de este documento.

En consecuencia, se ha demostrado que el control LQG de optimización de voltaje propuesto, cumple su función y permite establecer qué; para un control de optimización en este caso de voltaje el control LQG cumple satisfactoriamente los resultados esperados en la presente investigación, basándose en la comparación de estos controladores, podemos argumentar el control óptimo de voltaje con un modelo LQG.

En casos prácticos las características de los sistemas de control se expresan en términos mínimos en cantidades dentro

del dominio del tiempo. Por lo general, el desempeño de un sistema de control da como resultado una respuesta transitoria, la misma que depende de condiciones iniciales del sistema a controlar. Por ello es común tener encuneta los siguientes términos:

Tabla 7. Variables de la respuesta transitoria de los controladores.

Variables	Descripción
$T_d$	Tiempo de retardo
$T_r$	Tiempo de subida
$T_p$	Tiempo pico
$M_p$	Sobreeleongacion
$T_s$	Tiempo de asentamiento

Revisando estos términos característicos de los controladores en la tabla 7, observaremos a continuación:

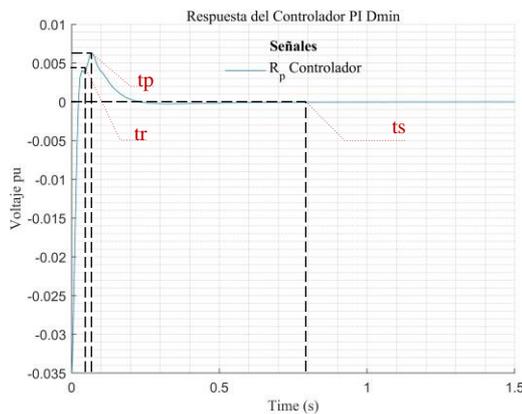


Figura 8. Respuesta del control cascada PI en mínima demanda.

De acuerdo a la respuesta del control de la figura 8, y teniendo en cuenta que los 0.3 seg. iniciales es de lazo abierto tenemos la tabla 8 los datos:

Tabla 8. Variables características del controlador PI Dmax.

Variables	Descripción
tr	0.0242 seg.
tp	0.0355 seg.
ts	0.0681 seg.

A continuación, detallaremos las características de respuesta del control LQG, tenemos:

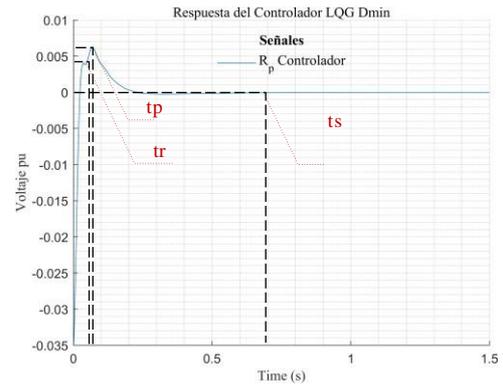


Figura 9. Respuesta del control LQG en máxima demanda.

De acuerdo a la respuesta del control LQG, tenemos en la tabla 9 los siguientes datos:

Tabla 9. Variables características del controlador LQG Dmax.

Variables	Descripción
tr	0.013 seg.
tp	0.020 seg.
ts	0.56 seg.

Con estas características podemos ver que aparentemente la respuesta del control PI, tiene mejores resultados. Pero el análisis de la figura 8, nos demuestra que el control LQG es mucho más rápido y tiene una mejor respuesta de control. En busca de realizar un control adecuado, se realizó una prueba de perturbación al modelo mostrado LQG, así tenemos:

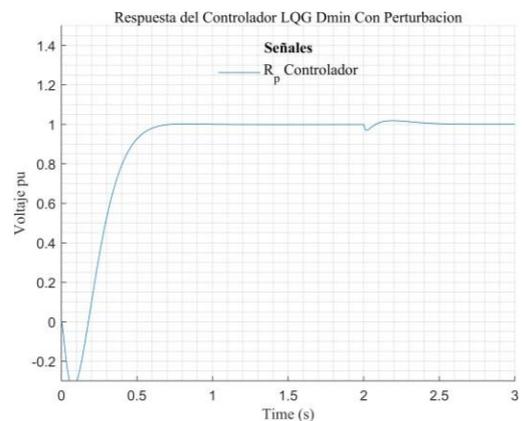


Figura 10. Respuesta del control LQG a perturbación a los dos segundos.

Como se puede apreciar en la figura 10, el control a la perturbación es resuelto de manera adecuada con el controlador diseñado.

Para finalizar, revisaremos el comportamiento de los buses que llegan al bus 1. De esta manera se observa en la figura 11, el comportamiento de los buses en máxima demanda sin ningún tipo de control.

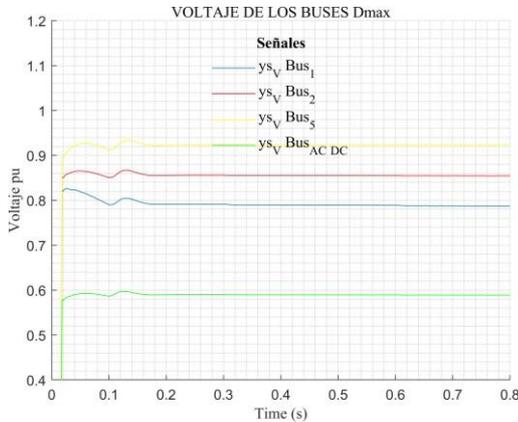


Figura 11. Comportamiento de los voltajes en los buses, en máxima demanda.

Revisando la repuesta de los buses en la figura 12, cuando se aplica control de voltaje óptimo LQG, aplicado al sistema de almacenamiento de baterías BESS. Observamos el comportamiento de las baterías como una fuente distribuida, siendo un aporte en la mejora del comportamiento de los voltajes que convergen en algún nodo con el Bus 1 de caso de estudio.

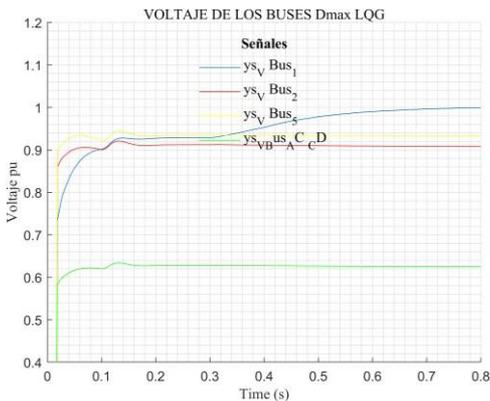


Figura 12. Comportamiento de los voltajes en los buses, aplicando el control LQG, en máxima demanda.

En la figura 13, se puede observar el comportamiento de los buses en mínima demanda sin ningún tipo de control.

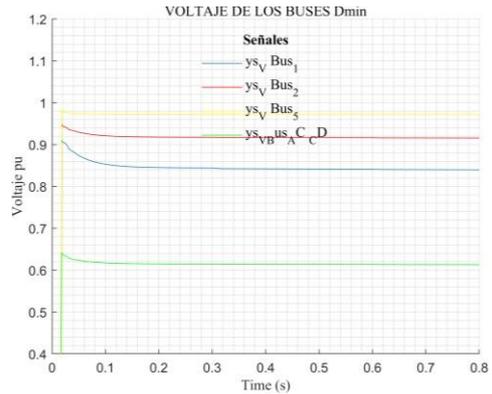


Figura 13. Comportamiento de los voltajes en los buses, en mínima demanda.

En la figura 14, se puede observar el comportamiento de los buses en mínima demanda aplicando el control PI. El comportamiento de los voltajes de igual manera mejora, pero el aporte tiene más beneficios con el control optimizador LQG.

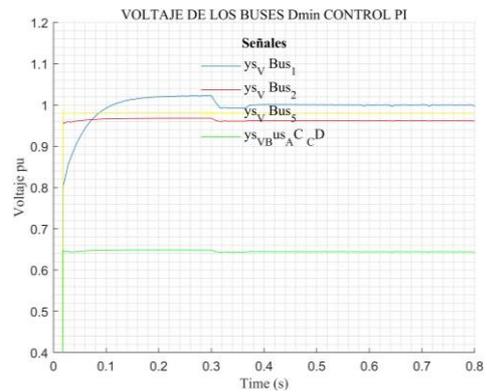


Figura 14. Comportamiento de los voltajes en los buses, aplicando el control PI, en mínima demanda.

En la figura 15, se puede observar el aporte que genera el bus 1, en mínima demanda con el control LQG.

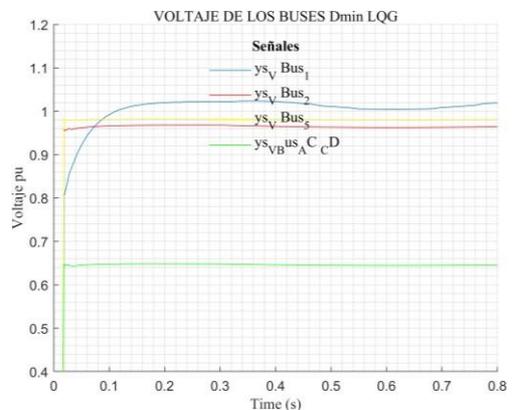


Figura 15. Comportamiento de los voltajes en los buses, aplicando el control LQG, en mínima demanda.

Para apreciar de manera visual y clara revisaremos en las figuras 16, 17, 18 un zoom del comportamiento de voltaje de los buses en mínima demanda, sin ningún tipo de control, control PI, control LQG, respectivamente.

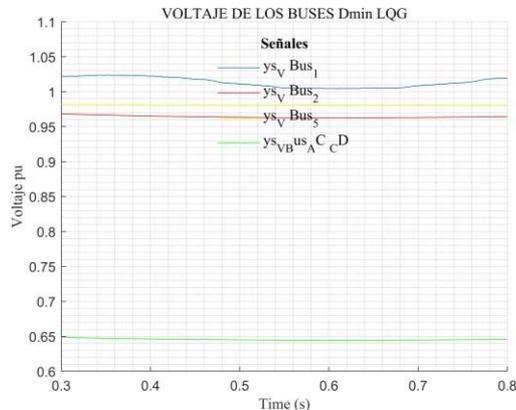


Figura 16. Zoom del comportamiento de voltaje en mínima demanda, sin ningún control.

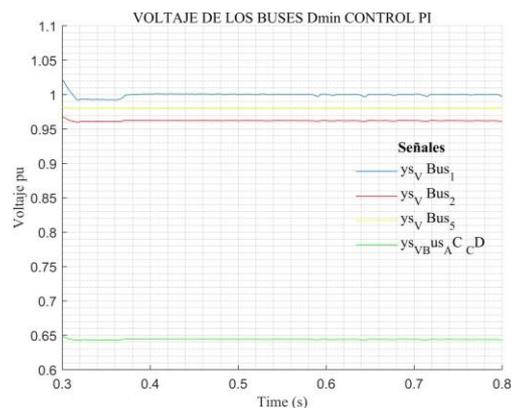


Figura 17. Zoom del comportamiento de voltaje en mínima demanda, con control PI.

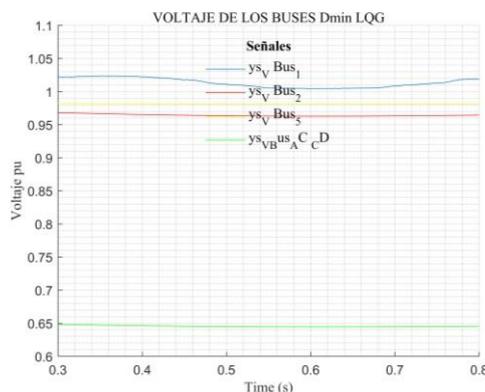


Figura 18. Zoom del comportamiento de voltaje en mínima demanda, con control LQG.

## 5. Conclusiones

Los resultados analizados en esta investigación permiten cumplir con el

objetivo propuesto, planteando la estrategia necesaria para desarrollar y aplicar un procedimiento para el diseño de controladores óptimos de voltaje mediante un sistema de almacenamiento de baterías BESS, usando el algoritmo de optimización LQG.

Se debe tener en cuenta que, para obtener un controlador óptimo para el sistema, los datos de la planta deben ser analizados con criterio, pues de esto dependerá los fundamentos para el diseño del controlador LQG. El análisis de identificación de sistemas es la base de este control, permitiendo generalizar el método de obtención de controladores.

Se propuso el uso de modelos para sistemas lineales, para analizar un sistema no lineal. Esto demuestra que indistintamente del método utilizado, se puede alcanzar una estrategia de control óptima, mediante una manipulación técnica de las variables que actúan a la entrada como a la salida de un sistema.

Dentro del proceso de toma de datos de la planta, se analizó un punto estratégico para la medición del voltaje. La primera opción fue fuera de la MR propuesta de caso de estudio, la segunda a la salida del convertidor en los Switchs y la tercera después del filtro, antes del bus DC. Las dos primeras se descartaron, puesto que en la primera el voltaje se vio afectado por los elementos externos de a la MR de caso de estudio. En la segunda se tenía un voltaje oscilatorio, por el los Switchs. Entonces en la última opción se observó una respuesta más controlable.

Por otro lado, el comportamiento del sistema de almacenamiento de baterías mediante un control óptimo de voltaje. Genera mayor confiabilidad en la red, al compártase como una fuente de generación distribuida, tipo Bess acoplada a una MRH en AC. Esto se comprobó con las figuras 12 y 15 de voltaje en los buses que se conectan al bus 1 de caso de estudio, tanto para máxima y mínima demanda. Donde se aprecia como el voltaje del Bess aporta

con estabilidad al sistema manteniendo el nivel de control de referencia de voltaje y ayudando a los buses que comparten nodo haciendo que el comportamiento de estos buses, en cuanto a su voltaje suba y sea también estable en un punto.

## 6. Trabajos Futuros

Se puede investigar a partir de este caso de estudio un control robusto de voltaje, pues una de las características del LQG es ser un control óptimo y un poco flojo en su robustez. Todo sistema puede ser llevado a variables cuantificables, en la actualidad existen variedad de aplicaciones inteligentes que permiten tomar, analizar, estimar modelos de las plantas en función de variables, pudiendo así parametrizar los controladores con datos directos de la planta, generando mayor eficiencia con respuestas rápidas en el control y con la robustez adecuada para sobrellevar perturbaciones durante el control.

Otro caso de estudio es utilizar un identificador de sistemas no lineales. Dado que la base de este estudio es un sistema no lineal, linealizado, por métodos de sistemas de identificación lineales.

## 7. Referencias

- [1] Q. Wang and S. S. Choi, "The design of battery energy storage system in a unified power-flow control scheme," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 2, pp. 1015–1024, 2008.
- [2] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J. W. Gonz, I. Isaac, and J. L. Gabriel, "Hybrid AC / DC microgrid test system simulation : grid-connected mode," *Heliyon*, vol. 5, no. August, p. 21, 2019.
- [3] P. Mercier, R. Cherkaoui, S. Member, and A. Oudalov, " [2009] Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System.pdf," vol. 24, no. 3, pp. 1469–1477, 2009.
- [4] M. Bragard, N. Soltau, S. Thomas, and R. W. De Doncker, "The balance of renewable sources and user demands in grids: Power electronics for modular battery energy storage systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 12, pp. 3049–3056, 2010.
- [5] M. T. Lawder *et al.*, "Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications," *Proc. IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 1014–1030, 2014.
- [6] D. Bazargan, S. Filizadeh, and A. M. Gole, "Stability analysis of converter-connected battery energy storage systems in the grid," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1204–1212, 2014.
- [7] Z. Zhang, Y. Y. Cai, Y. Zhang, D. J. Gu, and Y. F. Liu, "A Distributed Architecture Based on Microbank Modules With Self-Reconfiguration Control to Improve the Energy Efficiency in the Battery Energy Storage System," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 1, pp. 304–317, 2016.
- [8] L. O. Matos, J. Wilson, and G. Sanchez, "Reconfiguration Strategy for Fault Tolerance of Power Distribution Systems Using Petri Net," in *Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, IEEE, 2016.
- [9] A. Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, "Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems," *IEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no.

- 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [10] A. Téllez, A. Robayo, G. López, L. Ortiz, I. Isaac, and J. González, “Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm,” in *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the energy Transition (FISE/CIGRE)*, 2019.
- [11] G. K. Chinchuña Toledo and L. Ortiz Matos, “Mejoramiento de la fiabilidad en microredes mediante el control robusto de voltaje usando técnicas pasivas de tolerancia a fallos,” Universidad Politécnica Salesiana, 2018.
- [12] J. G. B. Sánchez and L. O. Matos, “Estrategia de tolerancia a fallas por condiciones ambientales para IEDS en subestaciones de distribución,” Universidad Politécnica Salesiana, 2016.
- [13] N. Mukherjee and D. Strickland, “Analysis and Comparative Study of Different Converter Modes in Modular Second-Life Hybrid Battery Energy Storage Systems,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 2, pp. 547–563, 2016.
- [14] J. D. Boles, Y. Ma, J. Wang, D. Osipov, L. M. Tolbert, and F. Wang, “Converter-based emulation of battery energy storage systems (BESS) for grid applications,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 4, pp. 4020–4032, 2019.
- [15] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J. W. Gonz, I. Isaac, and J. L. Gabriel, “Hybrid AC/DC microgrid (HMG) test system simulation (<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/73878-hybrid-ac-dc-microgrid-hmg-test-system-simulation>).”
- MATLAB Central File Exchange, 2020.
- [16] X. Li, D. Hui, and X. Lai, “Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 464–473, 2013.
- [17] C. F. Bordón, L. Schenberger, F. Berterame, C. M. Chezzi, and J. J. Penco, “Estrategia para la Gestión de una Micro Red,” *2018 IEEE 9th Power, Instrum. Meas. Meet. EPIM 2018*, 2018.
- [18] S. X. Garrido J., “Estrategia activa de tolerancia a fallas para el control buck-boost de micro-redes eléctricas en dc,” p. 39, 2019.
- [19] J. Fossati, “Revisión bibliográfica sobre micro redes inteligentes,” *Mem. Trab. Difusión Científica y Técnica*, no. 9, pp. 13–20, 2011.
- [20] L. Ortiz and A. Aguila, “Modeling and Control of an Automated System in Surgical Microscopy Based on Petri Nets,” *IEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 1, pp. 96–101, 2016.
- [21] D. Arias Cazco, R. A. Robayo Vasco, and L. Ortiz Matos, “Novel inteligente Step Voltaje Regulator (SVR) for residential electrical connections,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 4, pp. 1656–1661, 2016.
- [22] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, and M. Castilla, “Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.
- [23] Y. Yoldaş, A. Onen, S. M. Muyeen, A. V. Vasilakos, and Í. Alan, “Enhancing smart grid

- with microgrids: Challenges and opportunities,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. June 2016, pp. 205–214, 2017.
- [24] W. Pei, W. Deng, Z. Shen, and Z. Qi, “Operation of battery energy storage system using extensional information model based on IEC 61850 for microgrids,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 4, pp. 849–861, 2016.
- [25] J. Y. Choi, I. S. Choi, G. H. Ahn, and D. J. Won, “Advanced power sharing method to improve the energy efficiency of multiple battery energy storages system,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1292–1300, 2018.
- [26] X. Xu, M. Bishop, M. J. S. Edmonds, and D. G. Oikarinen, “A New Control Strategy for Distributed Static Compensators Considering Transmission Reactive Flow Constraints,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 4, pp. 1991–1998, 2015.
- [27] Y. Zheng *et al.*, “Optimal Operation of Battery Energy Storage System Considering Distribution System Uncertainty,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 3, pp. 1051–1060, 2018.
- [28] F. M. Armas Chamorro and L. Ortiz Matos, “Modelización con Petri Net de una aplicación automática de diagnóstico y restauración de avería en sistema de distribución,” Universidad Politécnica Salesiana, 2015.
- [29] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, and R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 132–153, 2014.
- [30] S. Sen and V. Kumar, “Microgrid modelling: A comprehensive survey,” *Annu. Rev. Control*, vol. 46, pp. 216–250, 2018.
- [31] P. Piagi and R. H. Lasseter, “Autonomous control of microgrids,” *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, no. June, p. 8 pp., 2006.
- [32] F. Martín-Martínez, A. Sánchez-Miralles, and M. Rivier, “A literature review of Microgrids: A functional layer based classification,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 1133–1153, 2016.
- [33] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E. Ibarra, “AC and DC technology in microgrids: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 726–749, 2015.
- [34] D. Carrión and L. Ortiz, “Generación distribuida a partir de bicicletas estáticas y sistemas híbridos,” *Ingenius*, vol. 10, pp. 44–48, 2013.
- [35] A. H. Fathima and K. Palanisamy, “Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 431–446, 2015.
- [36] D. Y. Yamashita, I. Vechiu, and J. P. Gaubert, “A review of hierarchical control for building microgrids,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 118, no. November 2019, p. 109523, 2020.
- [37] L. Ortiz, L. B. Gutiérrez, J. W. González, and A. Águila, “A novel strategy for dynamic identification in AC/DC microgrids based on ARX and Petri Nets,” *Heliyon*, vol. 6, no. March, p. 18, 2020.
- [38] A. Águila Téllez, G. M. Gutiérrez Serna, D. L. González Samueza, and M. L. Ortiz, “Optimum location and sizing of

- capacitor banks using VOLT VAR compensation in microgrids,” *IEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020.
- [39] L. Ortiz Matos, L. B. Gutierrez Zea, J. W. González Sanchez, and A. Aguila Tellez, “An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC / DC Microgrid Simulation,” in *2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, 2019, p. 6.
- [40] L. Ortiz Matos, A. Aguila Tellez, R. C. Hincapié Reyes, and J. . González Sanchez, “Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012020, 2017.
- [41] J. L. M. Bastidas and L. O. Matos, “Localización de fallas en microredes eléctricas basado en un modelo Markoviano.,” Universidad Politécnica Salesiana, 2018.
- [42] S. X. Garrido Jácome and L. Ortiz Matos, “Estrategia activa de tolerancia a fallas para el control Buck-Boost de microredes eléctricas en DC,” Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [43] A. F. Falcón Ayala and L. Ortiz Matos, “Confiabilidad en microredes eléctricas AC/DC usando control robusto  $H_\infty$  y estrategias de tolerancia a fallas,” Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [44] F. A. Urgiles Navarrete and L. Ortiz Matos, “Estrategia de identificación dinámica no lineal basada en NARX para fuentes de generación distribuida acopladas electrónicamente a micro – redes AC/DC,” Universidad Politécnica Salesiana, 2020.
- [45] S. I. Freire Piedra and L. Ortiz Matos, “Modelado y simulación de un sistema automático de adquisición de datos en centrales hidroeléctricas pequeñas,” Universidad Politécnica Salesiana, 2015.
- [46] D. R. Cruz Alvarez and L. Ortiz Matos, “Control de sistema de distribución eléctrica usando técnica descubrimiento de patrón (Pattern discovery technique),” Universidad Politécnica Salesiana, 2017.
- [47] X. Lu, X. Yu, J. Lai, Y. Wang, and J. M. Guerrero, “A Novel Distributed Secondary Coordination Control Approach for Islanded Microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2016.
- [48] O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J. M. Guerrero, “Microgrids in active network management - Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 36, pp. 428–439, 2014.
- [49] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dorfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, and F. Bullo, “Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 11, pp. 7025–7038, 2015.
- [50] Z. Zhang *et al.*, “Controls for Smart Grids: Architectures and Applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 9, no. 2, pp. 2244–2261, 2015.
- [51] M. H. Andishgar, E. Gholipour, and R. Allah Hooshmand, “An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation,”

- Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. May, pp. 1043–1060, 2017.
- [52] E. Unamuno and J. A. Barrena, “Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of topologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1251–1259, 2015.
- [53] E. Unamuno and J. A. Barrena, “Hybrid ac/dc microgrids - Part II: Review and classification of control strategies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1123–1134, 2015.
- [54] S. Mirsaeidi, X. Dong, and D. M. Said, “Towards hybrid AC/DC microgrids: Critical analysis and classification of protection strategies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, no. February 2017, pp. 97–103, 2018.
- [55] D. Georgakis, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, A. Engler, and C. Hardt, “Operation of a prototype microgrid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronics interfaces,” *PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf.*, vol. 4, no. February, pp. 2521–2526, 2004.
- [56] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, “Defining control strategies for microgrids islanded operation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, 2006.
- [57] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov, and B. Francois, “Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 10, pp. 4583–4592, 2011.
- [58] L. H. Berrío and C. Zuluaga, “Smart Grid and solar photovoltaic energy as renewable energy source for the distributed generation in the global energy context,” *Ing. Y Desarro.*, vol. 32, no. 2, pp. 369–396, 2014.
- [59] M. Hashmi, S. Hänninen, and K. Mäki, “Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide,” *2011 IEEE PES Conf. Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. SGT LA 2011 - Conf. Proc.*, pp. 1–7, 2011.
- [60] M. M. Ahmed and M. Sulaiman, “Design and proper sizing of solar energy schemes for electricity production in Malaysia,” *Natl. Power Eng. Conf. PECon 2003 - Proc.*, pp. 268–271, 2003.
- [61] R. K. Nema and D. Verma, “Modeling and Simulation of Solar Photovoltaic Application Based Multilevel Inverter with Reduced Count Topology for Stand-Alone System,” *Electr. Comput. Eng. An Int. J.*, vol. 6, no. 2, pp. 01–12, 2017.
- [62] T. Zhao and Z. Ding, “Cooperative Optimal Control of Battery Energy Storage System under Wind Uncertainties in a Microgrid,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 2292–2300, 2018.
- [63] N. Shi and Y. Luo, “Energy storage system sizing based on a reliability assessment of power systems integrated with wind power,” *Sustain.*, vol. 9, no. 3, 2017.
- [64] R. Billinton and Bagen, “Reliability considerations in the utilization of wind energy, solar energy and energy storage in electric power systems BT - 2006 9th International Conference on Probabilistic

- Methods Applied to Power Systems, PMAAPS, June 11, 2006 - June 15, 2006,” vol. 4, pp. 1–6, 2006.
- [65] J. Qiu, J. Zhao, Y. Zheng, Z. Dong, and Z. Y. Dong, “Optimal allocation of BESS and MT in a microgrid,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 9, pp. 1988–1997, 2018.
- [66] J. Chen, Y. Liu, and G. Bao, “Optimal operating strategy for distribution networks with PV and BESS considering flexible energy storage,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2016-Novem, no. 51507094, 2016.
- [67] H. S. Lee, B. G. Koo, S. W. Lee, W. Kim, and J. H. Park, “Optimal control of BESS in microgrid for islanded operation using fuzzy logic,” *Proc. - Int. Conf. Intell. Syst. Model. Simulation, ISMS*, vol. 2015-Septe, pp. 468–473, 2015.
- [68] K. Prompinit and S. Khomfoi, “Design of active power controller of a BESS in AC microgrids,” in *ECTI-CON2015 - 2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, 2015.
- [69] B. Singh and Z. Hussain, “Application of Battery Energy Storage System ( BESS ) in Voltage Control and Damping of Power Oscillations,” pp. 514–519, 2010.
- [70] A. Pradesh, “Support Dynamic Voltage Restorer ( DVR ) to reduce the rating of Voltage Source Converter ( VSC ) applied,” pp. 478–482, 2017.
- [71] M. D. Vijay, I. Hussain, B. Singh, and G. Bhuvaneshwari, “Energy management and control of SECS and BESS integrated AC microgrid,” *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 975–980, 2017.
- [72] A. Florescu, A. I. Bratcu, I. Munteanu, A. Rumeau, and S. Bacha, “LQG Optimal Control Applied to On-Board Energy Management System of All-Electric Vehicles,” *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 23, no. 4, pp. 1427–1439, 2015.
- [73] M. J. Grimble, “Restricted-structure LQG optimal control for continuous-time systems,” *IEE Proc. Control Theory Appl.*, vol. 147, no. 2, pp. 185–193, 2000.
- [74] B. Kroposki *et al.*, “Autonomous Energy Grids Preprint Autonomous Energy Grids,” vol. 18302, no. October 2017, 1975.
- [75] Y. Gao and Q. Ai, “Distributed cooperative optimal control architecture for AC microgrid with renewable generation and storage,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 96, no. October 2017, pp. 324–334, 2018.
- [76] T. Samad and A. M. Annaswamy, “Controls for Smart Grids: Architectures and Applications,” *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2244–2261, 2017.
- [77] E. Prieto-Araujo, D. Bogdan Bolboceanu, E. Sanchez-Sanchez, and O. Gomis-Bellmunt, “Design methodology of the primary droop voltage control for DC microgrids,” *2017 IEEE 2nd Int. Conf. Direct Curr. Microgrids, ICDCM 2017*, pp. 529–535, 2017.
- [78] M. S. Mahmoud, N. M. Alyazidi, and M. I. Abouheaf, “Adaptive intelligent techniques for microgrid control systems: A

- survey,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 90, pp. 292–305, 2017.
- [79] J. Li, H. You, J. Qi, M. Kong, S. hang, and H. Zhang, “Stratified Optimization Strategy Used for Restoration With Photovoltaic-Battery Energy Storage Systems as Black-Start Resources,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 127339–127352, 2019.
- [80] L. Y. Lu and C. C. Chu, “Consensus-Based Secondary Frequency and Voltage Droop Control of Virtual Synchronous Generators for Isolated AC Micro-Grids,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Circuits Syst.*, vol. 5, no. 3, pp. 443–455, 2015.
- [81] J. L. M. BASTIDAS, “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN MICROREDES ELÉCTRICAS BASADO EN UN MODELO MARKOVIANO,” *Univ. POLITÉCNICA Sales. SEDE QUITO*, 2018.
- [82] S. Shahravanmehr and A. Fakharian, “LQG controller based on fuzzy logic to control the power of wind turbine,” *Proc. 2015 10th IEEE Conf. Ind. Electron. Appl. ICIEA 2015*, pp. 1548–1553, 2015.
- [83] S. Domínguez, *Control De Espacio De Estados*. 2006.
- [84] A. Almagbile, J. Wang, and W. Ding, “Evaluating the Performances of Adaptive Kalman Filter Methods in GPS/INS Integration,” *J. Glob. Position. Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 33–40, 2010.
- [85] L. Qiu *et al.*, “An adaptive Kalman filter for extreme polarization effects equalization in coherent optical communication system,” *Opt. Commun.*, vol. 445, no. December 2018, pp. 125–135, 2019.

## 8. Matriz del Estado Del Arte

Tabla 10. Matriz del estado del arte de la presente investigación.

CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG																						
ITEM	AÑO	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA			
		CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG	CITAS		Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Metodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variabiles de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estado dinámico	Control Óptimo De Voltaje LQG
1	2008	The design of battery energy storage system in a unified power-flow control scheme,	27	*							*							*		*		
2	2019	Hybrid AC / DC microgrid test system simulation : grid-connected mode	5	*			*				*								*		*	
3	2009	Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System	419				*				*			*						*		
4	2010	The balance of renewable sources and user demands in grids: Power electronics for modular battery energy storage systems,	318		*	*					*								*			
5	2014	Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications	216		*		*	*									*	*	*			

**CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS)  
ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG**

ITEM	AÑO	DATOS	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA		
				Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Metodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variables de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estimado dinámico
6	2014	Stability analysis of converter-connected battery energy storage systems in the grid	41		*	*					*	*	*						*	*
7	2015	A Distributed Architecture Based on Microbank Modules With Self-Reconfiguration Control to Improve the Energy Efficiency in the Battery Energy Storage System	76	*	*	*				*										*
8	2016	Reconfiguration Strategy for Fault Tolerance of Power Distribution Systems Using Petri Net	15		*										*	*		*		
9	2015	Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems	50	*	*	*	*		*					*			*		*	
10	2019	Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm	1		*	*			*									*	*	
11	2018	Mejoramiento de la fiabilidad en microrredes mediante el control robusto de voltaje usando técnicas pasivas de tolerancia a fallos	4		*	*							*					*		
12	2016	Estrategia de tolerancia a fallas por condiciones ambientales para IEDS en subestaciones de distribución	4	*	*	*					*	*					*	*	*	
13	2015	Analysis and Comparative Study of Different Converter Modes in Modular Second-Life Hybrid Battery Energy Storage Systems	24	*			*				*						*		*	*
14	2019	Converter-based emulation of battery energy storage systems (BESS) for grid applications	5	*	*									*						*
15	2019	Hybrid AC/DC microgrid (HMG) test system simulation	5				*				*						*	*		

## CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG

ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO		CITAS	Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Métodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variables de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estado dinámico	Control Óptimo De Voltaje LQG	Análisis del comportamiento del Voltaje
16	2013	Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations	639	*			*	*	*							*		*	*	*		
17	2015	Estrategia para la Gestión de una Micro Red,	0					*					*			*						
18	2019	Estrategia activa de tolerancia a fallas para el control buck-boost de micro-redes eléctricas en dc	0	*													*			*		
19	2011	Revisión bibliográfica sobre micro redes inteligentes	25		*				*		*		*								*	
20	2016	Modeling and Control of an Automated System in Surgical Microscopy Based on Petri Nets	4	*										*						*	*	
21	2016	Novel inteligente Step Voltaje Regulator (SVR) for residential electrical connections	9	*										*						*	*	
22	2010	Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization	3532		*				*		*		*								*	
23	2017	Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities	186	*										*							*	*
24	2016	Operation of battery energy storage system using extensional information model based on IEC 61850 for micro-grids	16		*		*	*	*	*						*	*	*	*	*	*	
25	2016	Advanced power sharing method to improve the energy efficiency of multiple battery energy storages system	12		*		*	*	*	*						*	*	*	*	*	*	

## CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG	CITAS	Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Métodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variables de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estado dinámico	Control Óptimo De Voltaje LQG	Análisis del comportamiento del Voltaje
26	2015	A New Control Strategy for Distributed Static Compensators Considering Transmission Reactive Flow Constraints.	10	*	*	*	*		*				*		*		*		*			
27	2017	Optimal Operation of Battery Energy Storage System Considering Distribution System Uncertainty	40		*		*		*						*		*					*
28	2015	Modelización con Petri Net de una aplicación automática de diagnóstico y restauración de avería en sistema de distribución	4	*		*			*	*	*	*				*			*			
29	2014	Microgrid testbeds around the world: State of art.	228			*			*	*	*	*				*			*			
30	2018	Microgrid modelling: A comprehensive survey	14	*		*			*	*	*	*				*			*			
31	2006	Autonomous control of microgrids	1006			*			*	*	*	*				*			*			
32	2016	A literature review of Microgrids: A functional layer based classification	119		*				*								*					*
33	2015	AC and DC technology in microgrids: A review	295	*										*						*		*
34	2013	Generación distribuida a partir de bicicletas estáticas y sistemas híbridos	15		*		*	*	*	*	*	*				*	*	*	*	*	*	
35	2015	Optimization in microgrids with hybrid energy systems	383	*	*		*	*	*	*	*	*	*			*		*	*	*	*	
36	2020	A review of hierarchical control for building microgrids	2		*		*	*	*	*	*	*				*		*				*

## CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG	CITAS	Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Métodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variables de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estimado dinámico	Control Óptimo De Voltaje LQG	Análisis del comportamiento del Voltaje
37	2020	A novel strategy for dynamic identification in AC/DC microgrids based on ARX and Petri Nets	1	*		*			*	*	*	*				*			*			
38	2020	Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids	1	*		*			*	*	*	*				*			*			
39	2019	An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC / DC Microgrid Simulation	0	*			*			*									*		*	
40	2017	Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method	14				*				*		*							*		
41	2018	Localización de fallas en microrredes eléctricas basado en un modelo Markoviano	15	*		*			*	*	*	*				*			*			
42	2019	Estrategia activa de tolerancia a fallas para el control Buck-Boost de micro-redes eléctricas en DC	0			*			*	*		*				*			*			
43	2019	Confiabilidad en microrredes eléctricas AC/DC usando control robusto H $\infty$ y estrategias de tolerancia a fallas	0		*				*								*					*
44	2020	Estrategia de identificación dinámica no lineal basada en NARX para fuentes de generación distribuida acopladas electrónicamente a micro – redes AC/DC	0	*										*						*	*	
45	2015	Modelado y simulación de un sistema automático de adquisición de datos en centrales hidroeléctricas pequeñas	3		*		*	*	*	*						*	*	*	*	*	*	*
46	2017	Control de sistema de distribución eléctrica usando técnica descubrimiento de patrón (Pattern discovery technique)	0	*	*		*	*	*				*			*		*	*			

## CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG

ITEM	AÑO	DATOS	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA		
				Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Metodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variables de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estimado dinámico
47	2016	A Novel Distributed Secondary Coordination Control Approach for Islanded Microgrids	113		*		*	*		*					*		*			*
48	2014	Microgrids in active network management - Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation	254		*		*	*								*	*	*		
49	2015	Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging	466		*	*				*	*	*						*		*
50	2017	Controls for Smart Grids: Architectures and Applications	41	*	*	*			*											*
51	2017	An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation	40		*											*	*		*	
52	2015	Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of topologies	161	*	*	*	*		*				*			*			*	
53	2015	Hybrid ac/dc microgrids - Part II: Review and classification of control strategies	126		*	*			*									*	*	
54	2018	Towards hybrid AC/DC microgrids: Critical analysis and classification of protection strategies	13	*										*					*	*
55	2004	Operation of a prototype microgrid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronics interfaces	29	*										*					*	*
56	2011	Defining control strategies for microgrids islanded operation	941		*		*	*	*	*					*	*	*	*	*	

## CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG

DATOS		TEMÁTICA						FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
ITEM	AÑO	CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG	CITAS	Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Metodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variables de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estimado dinámico	Control Óptimo De Voltaje LQG	Análisis del comportamiento del Voltaje		
57	2011			Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications	943	*	*	*	*		*				*		*			*				
58	2014			Smart Grid and solar photovoltaic energy as renewable energy source for the distributed generation in the global energy context	5		*	*	*									*	*	*				
59	2011			Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide	255		*	*				*	*								*			*
60	2003			Design and proper sizing of solar energy schemes for electricity production in Malaysia	40			*			*	*						*			*			
61	2017			Modeling and Simulation of Solar Photovoltaic Application Based Multilevel Inverter with Reduced Count Topology for Stand-Alone System	1		*				*								*					*
62	2017			Cooperative Optimal Control of Battery Energy Storage System under Wind Uncertainties in a Microgrid	35	*										*						*	*	*
63	2017			Energy storage system sizing based on a reliability assessment of power systems integrated with wind power	18		*	*	*	*	*							*	*	*	*	*	*	
64	2006			Reliability considerations in the utilization of wind energy, solar energy and energy storage in electric power systems BT	51	*	*	*	*	*	*				*			*			*			
65	2018			Optimal allocation of BESS and MT in a microgrid	21		*	*	*	*	*							*		*				*

## CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG

ITEM	AÑO	DATOS	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Metodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variables de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estimado dinámico	Control Óptimo De Voltaje LQG
66	2018	Optimal operating strategy for distribution networks with PV and BESS considering flexible energy storage	5		*		*	*									*	*	*		
67	2016	Optimal control of BESS in microgrid for islanded operation using fuzzy logic	20		*	*				*	*	*						*		*	
68	2015	Design of active power controller of a BESS in AC microgrids	1	*	*	*			*												*
69	2010	Application of Battery Energy Storage System (BESS) in Voltage Control and Damping of Power Oscillations	15	*	*	*	*		*				*				*		*		
70	2017	Support Dynamic Voltage Restorer (DVR) to reduce the rating of Voltage Source Converter (VSC) applied	0		*	*			*									*	*		
71	2017	Energy management and control of SECS and BESS integrated AC microgrid	3		*	*							*					*			
72	2014	LQG Optimal Control Applied to On-Board Energy Management System of All-Electric Vehicles	18	*	*	*				*	*						*	*	*		
73	2000	Restricted-structure LQG optimal control for continuous-time systems	49	*			*			*							*		*	*	*
74	2016	Autonomous Energy Grids Preprint Autonomous Energy Grids	10	*	*									*							*
75	2018	Distributed cooperative optimal control architecture for AC microgrid with renewable generation and storage	9				*				*						*		*		
76	2017	Controls for Smart Grids: Architectures and Applications	41	*			*	*	*	*							*	*	*	*	

## CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	CONTROL DE VOLTAJE ÓPTIMO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE BATERÍA (BESS) ACOPLADOS A MICRORREDES DE AC UTILIZANDO ALGORITMOS LQG	CITAS	Control de voltaje BESS	Optimizadores de Voltaje BESS	Análisis Matemático de Plantas	Análisis de Espacio de Estados	Controladores PI y LQG	Control y optimización de voltaje en estado dinámico	Control Óptimo de Voltaje En Punto de Operación	Métodos de Linealización de Plantas	Micro-Red en Modo Aislado	Linealización de un sistema No Lineal	Estados de máxima y mínima demanda	Variables de Referencia	LQE	LQE	LQG	Identificación de Sistemas	Modelo de control de estimado dinámico	Control Óptimo De Voltaje LQG	Análisis del comportamiento del Voltaje
77	2017	Design methodology of the primary droop voltage control for DC microgrids	5						*				*			*						
78	2017	Adaptive intelligent techniques for microgrid control systems: A survey	64	*													*			*		
79	2019	Stratified Optimization Strategy Used for Restoration With Photovoltaic-Battery Energy Storage Systems as Black-Start Resources	2		*				*		*		*							*		
80	2015	Consensus-Based Secondary Frequency and Voltage Droop Control of Virtual Synchronous Generators for Isolated AC Micro-Grids	130	*										*						*	*	
81	2018	LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN MICRORREDES ELÉCTRICAS BASADO EN UN MODELO MARKOVIANO	3	*										*						*	*	
82	2015	LQG controller based on fuzzy logic to control the power of wind turbine,	3		*				*		*		*							*		
83	2006	Control De Espacio De Estados	156	*										*						*	*	
84	2010	Evaluating the Performances of Adaptive Kalman Filter Methods in GPS/INS Integration	205		*		*	*	*	*						*	*	*	*	*	*	
85	2019	An adaptive Kalman filter for extreme polarization effects equalization in coherent optical communication system	2		*				*		*		*							*		

## 9. Resumen de Indicadores

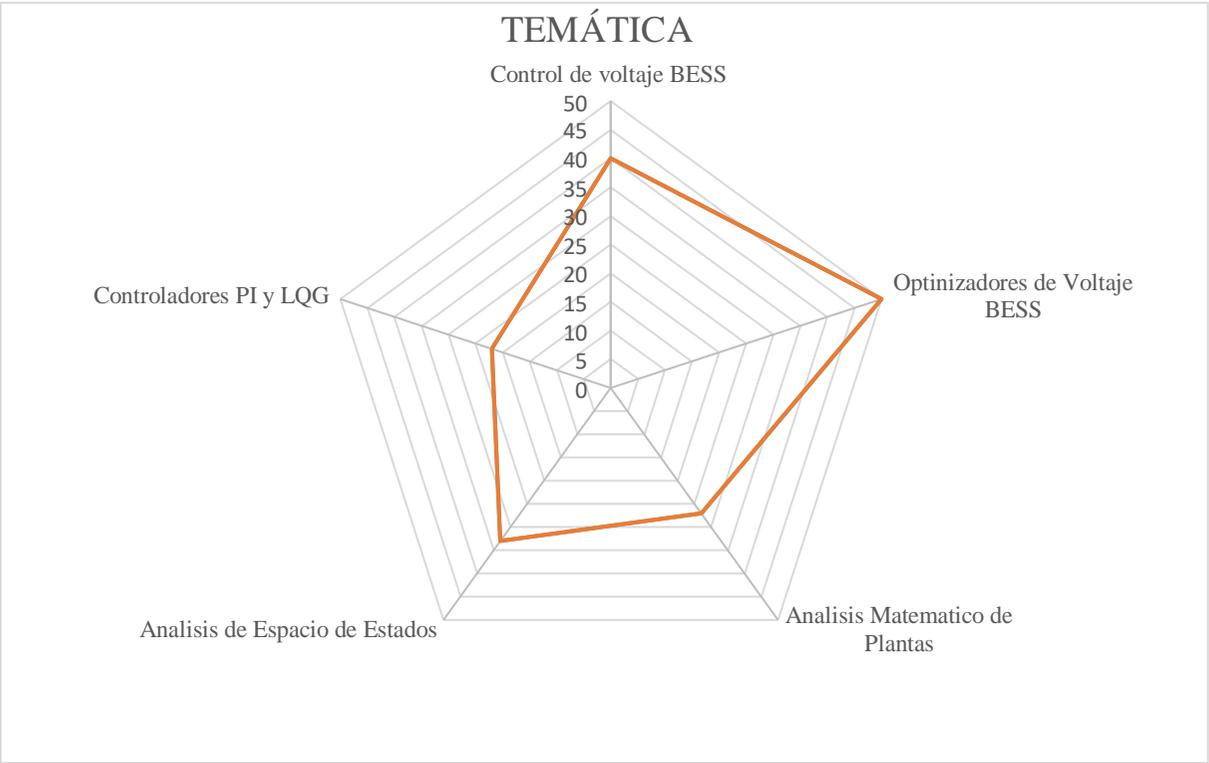
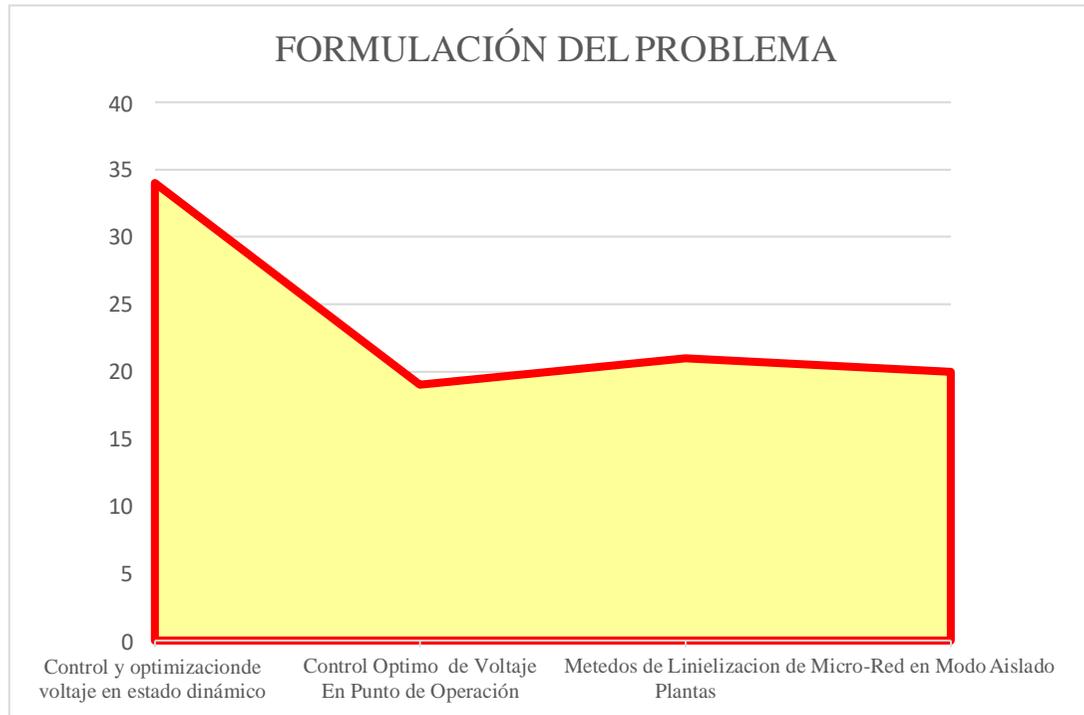
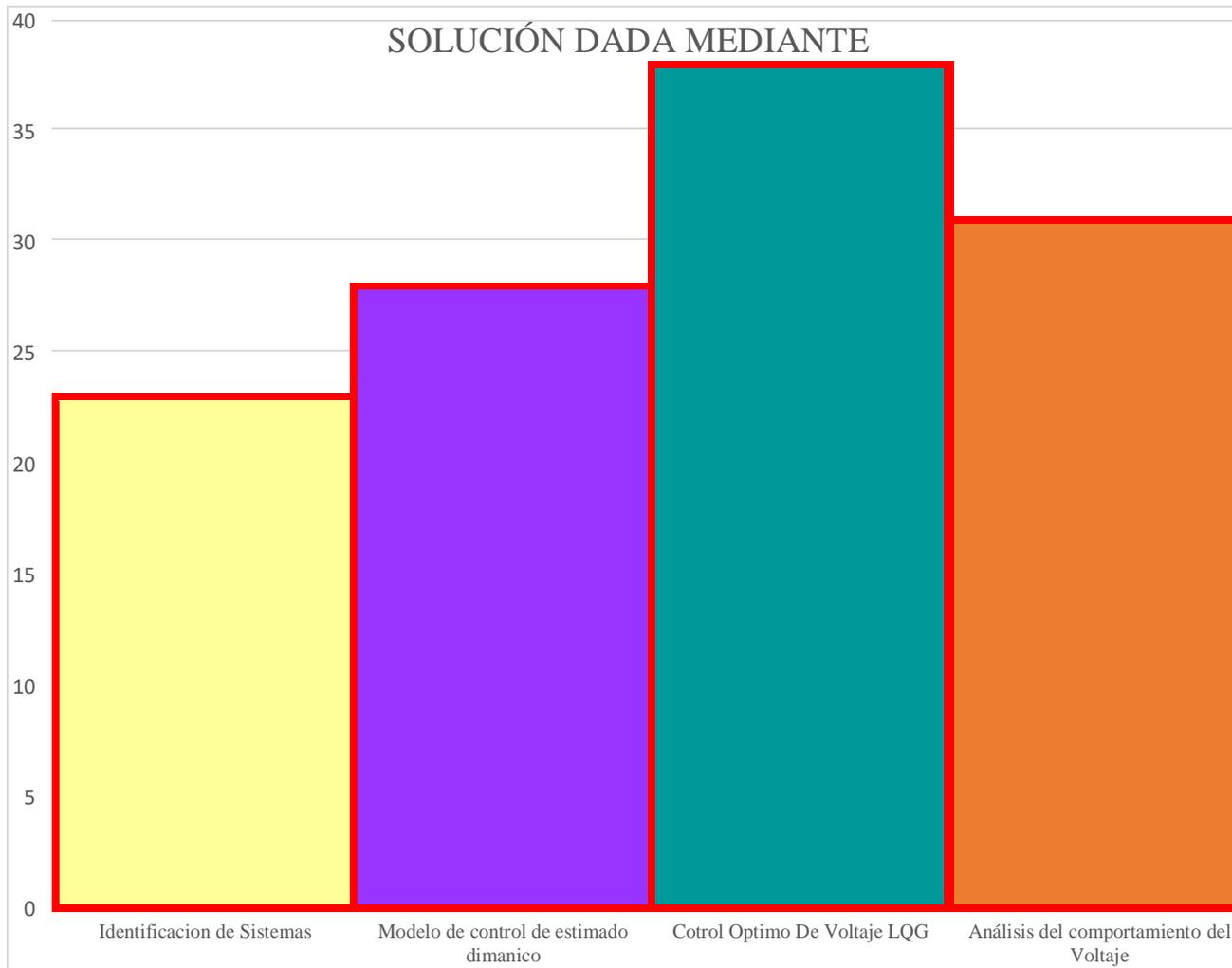


Figura 19. Grafica de respuesta a la temática planteada en esta investigación.



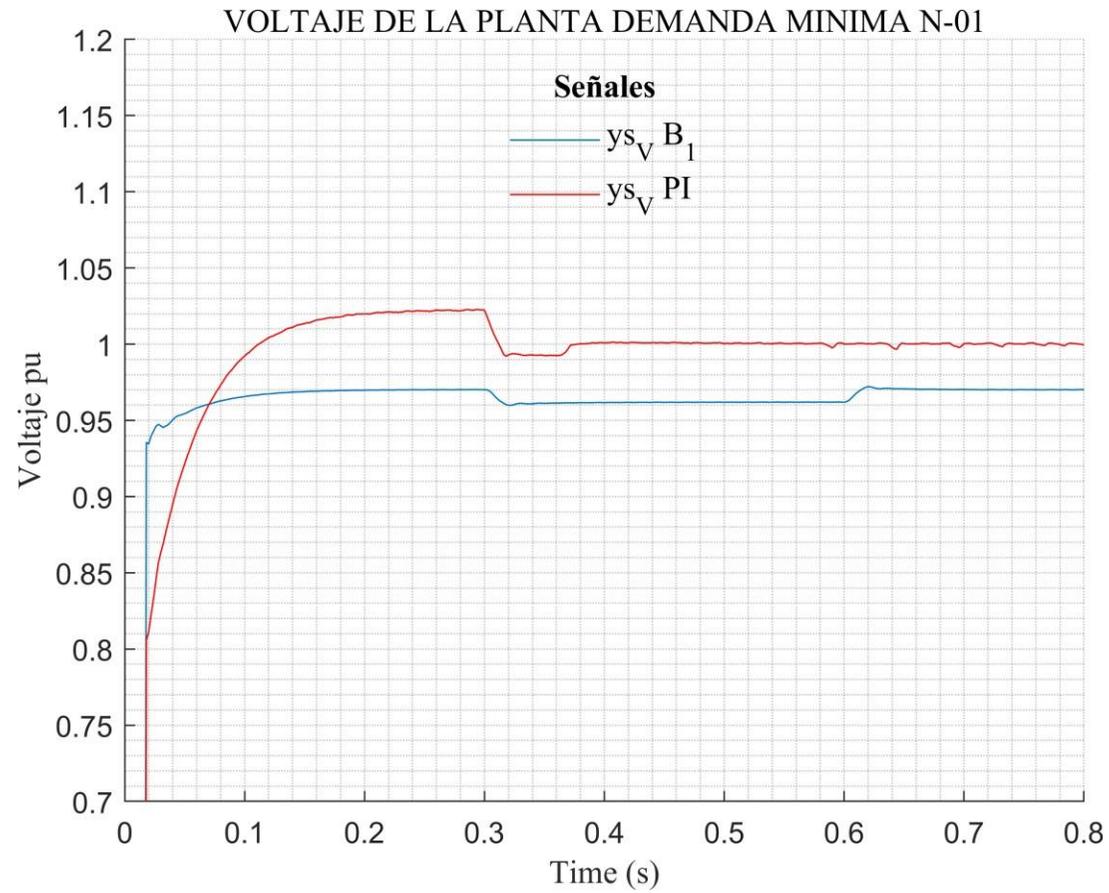
**Figura 20.** Indicadores de formulación de problemas.



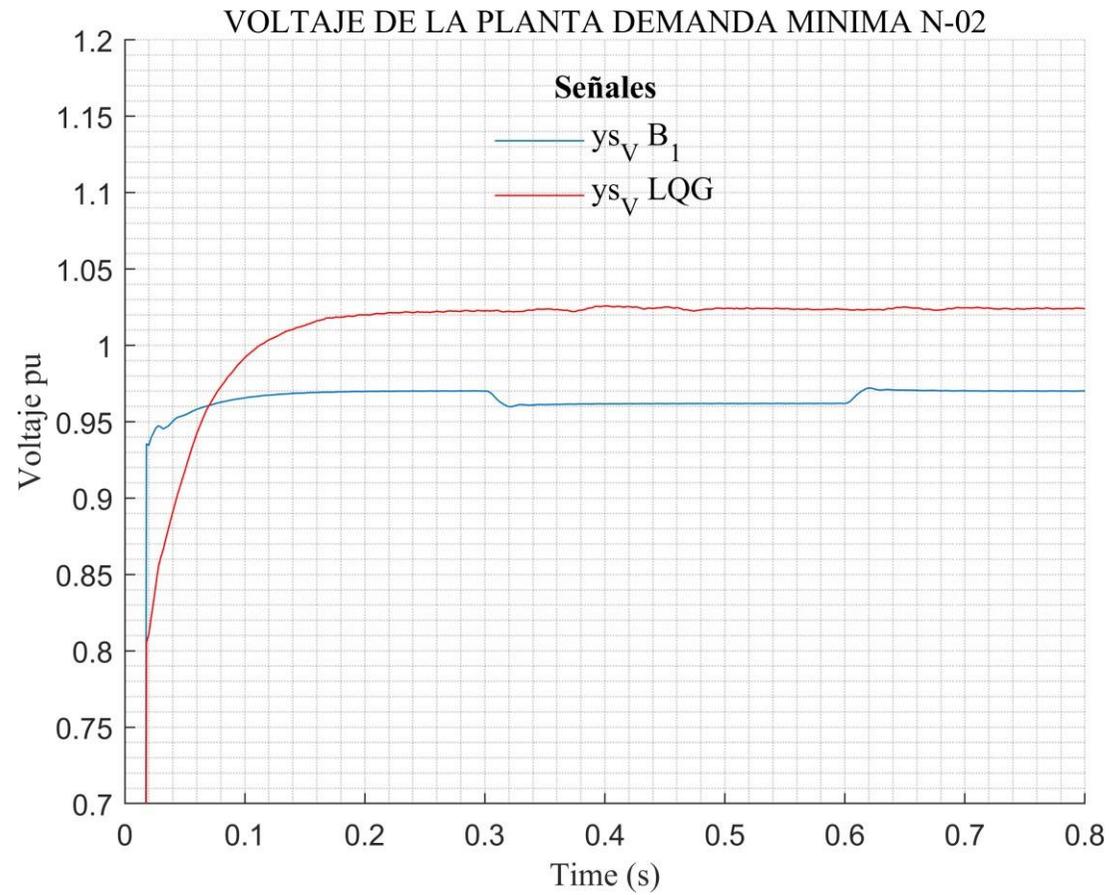
**Figura 21.** Indicadores de solución.

## 10. Anexos

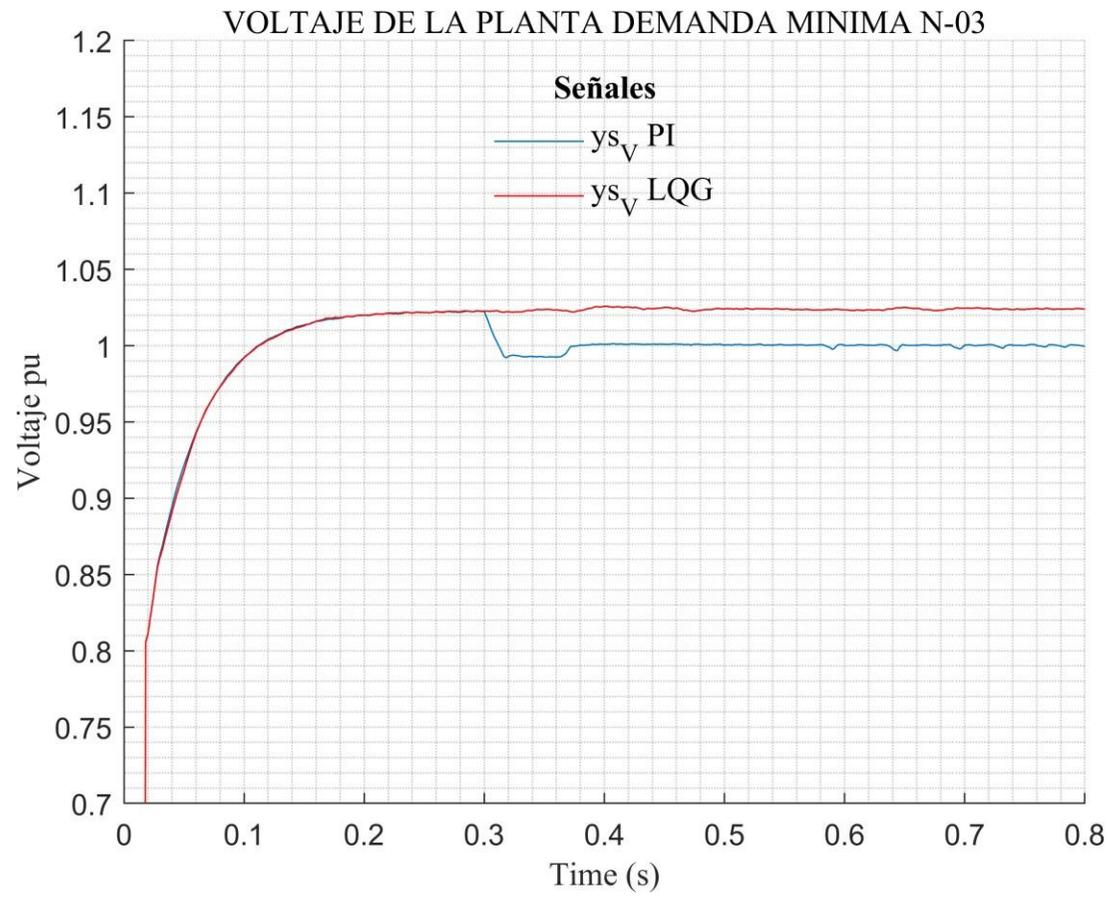
### 10.1 Graficas comparativas de mínima demanda.



**Figura 22.** Comparación de voltaje controlado PI con el voltaje inicial sin control. En mínima demanda.



**Figura 23.** Comparación de voltaje controlado LQG con el voltaje inicial sin control. En mínima demanda.



**Figura 24.** Comparación de voltaje controlado LQG con el voltaje controlado PI. En mínima demanda.

## 10.2 Graficas de individuales de las señales, medidas sin control.

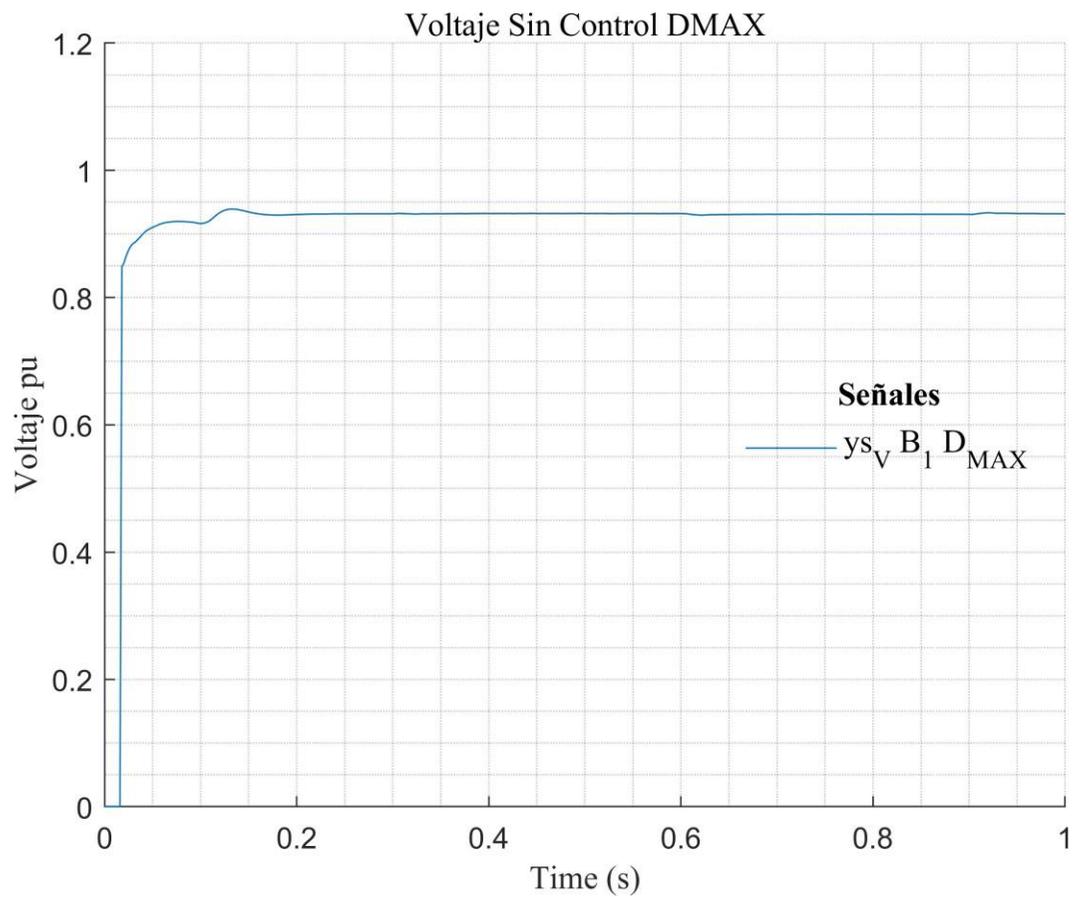
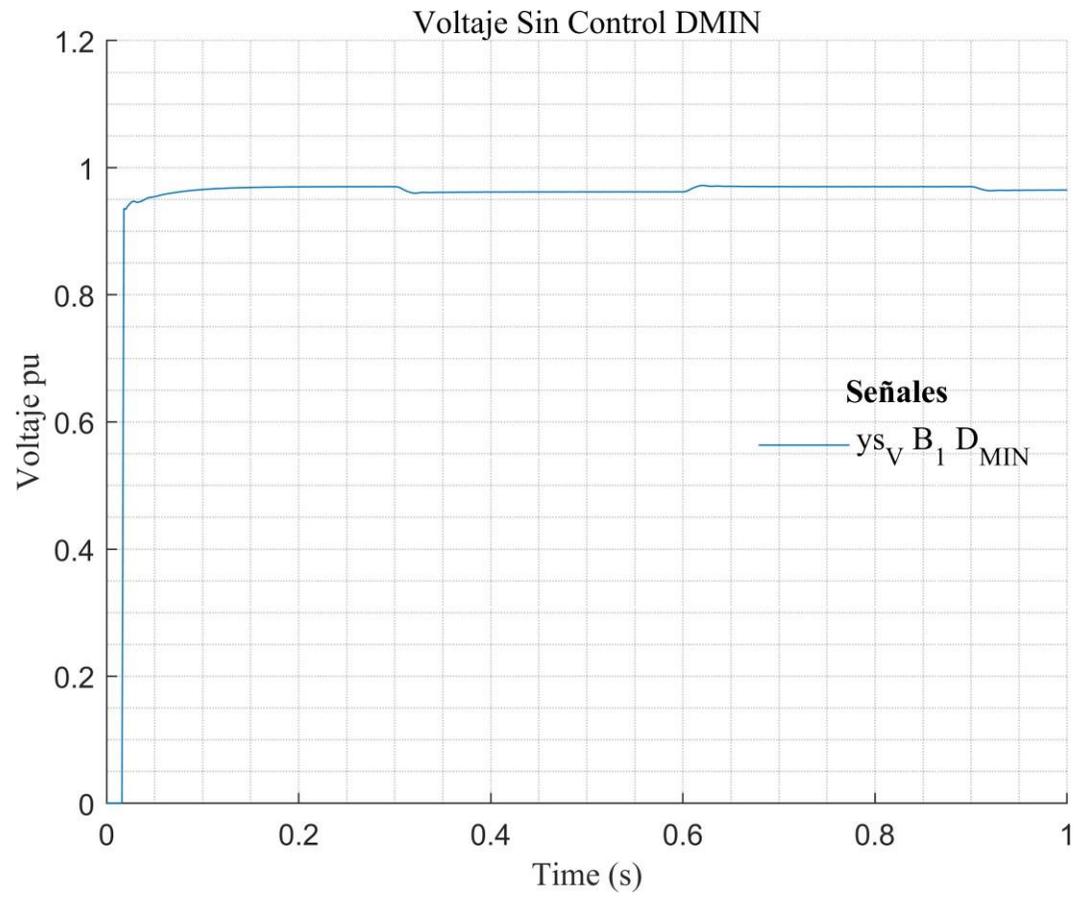


Figura 25. Voltaje inicial en máxima de manda  $ys_v_{B1}$ .



**Figura 26.** Voltaje inicial en mínima de manda  $y_{s\_v\_B1}$ .

### 10.3 Graficas de individuales de las respuestas de los controladores en mínima demanda.

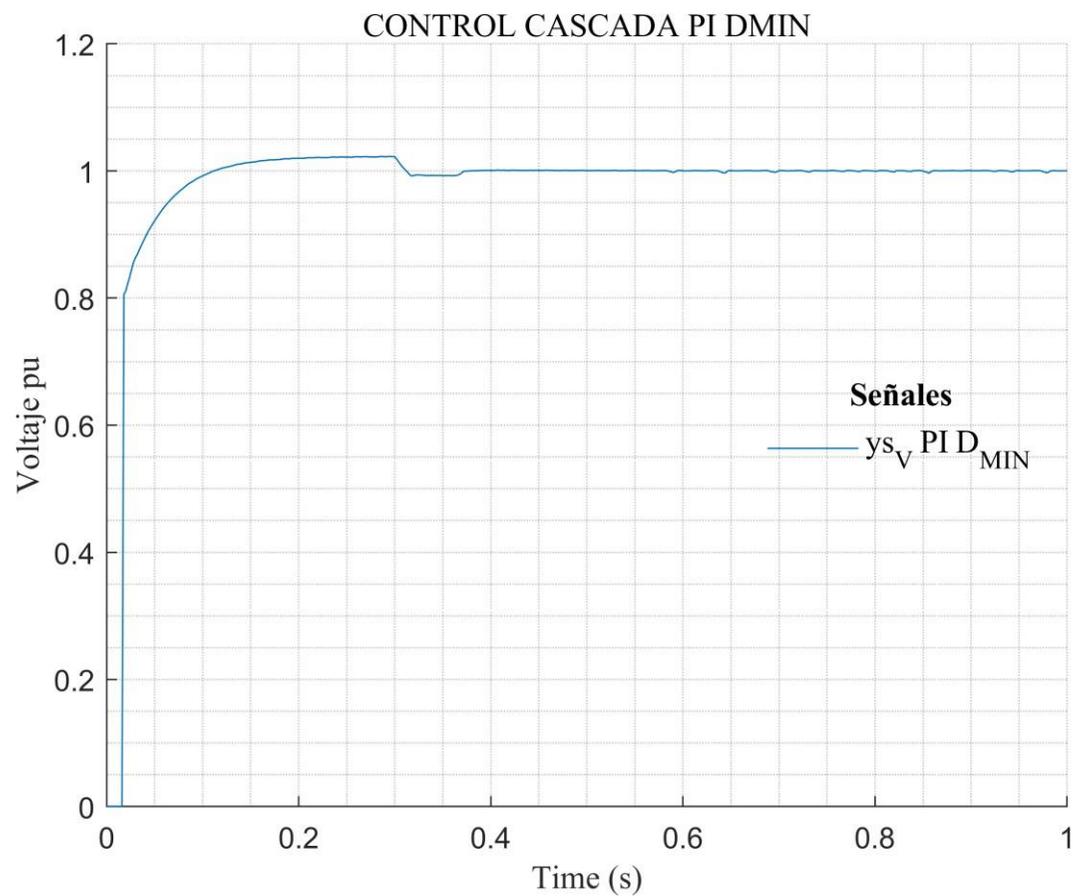
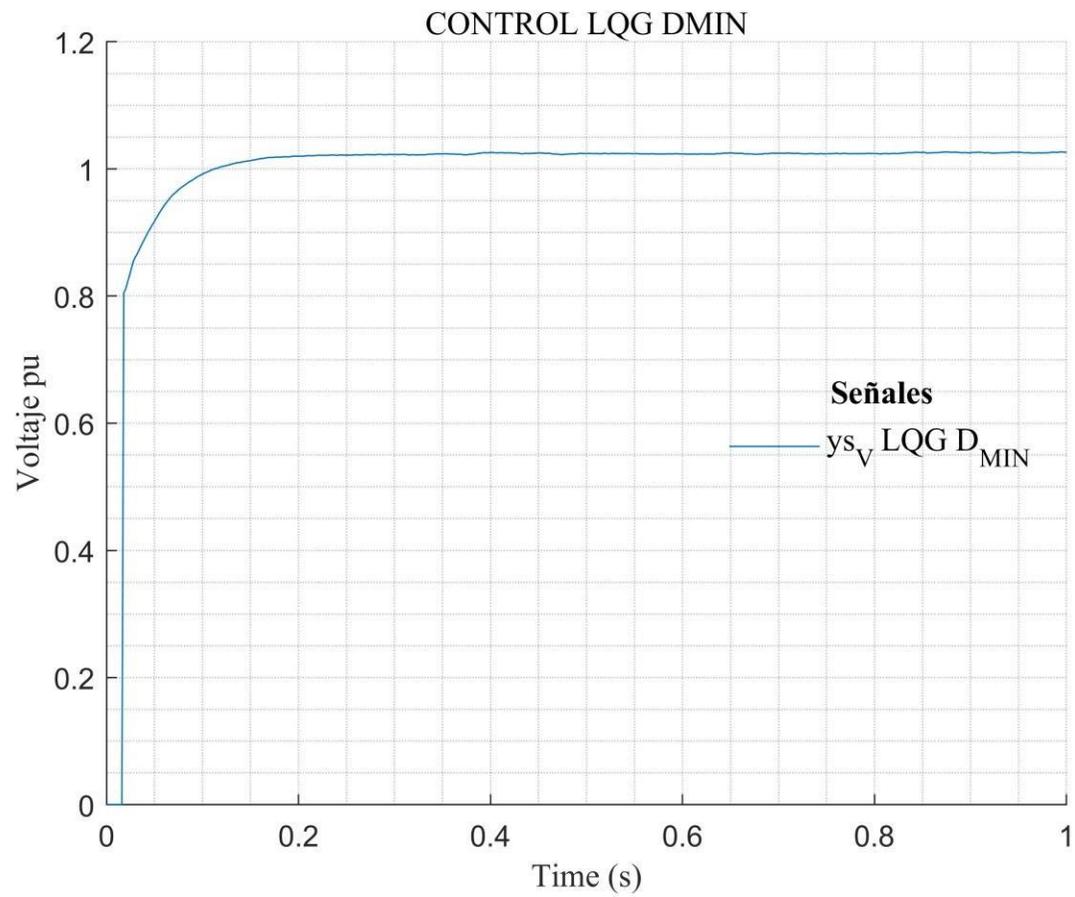


Figura 27. Voltaje controlado en cascada demanda mínima.



**Figura 28.** Voltaje controlado LQG en mínima demanda.