



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Nuevo paradigma descentralizado para la operación de microrredes basado en control por rechazo activo de perturbaciones

Daniel Vargas Medina

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2022

Nuevo paradigma descentralizado para la operación de microrredes basado en control por rechazo activo de perturbaciones

Daniel Vargas Medina

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Automatización Industrial

Director:

Ph.D., Ingeniero John Alexander Cortés Romero

Codirector:

Ph.D., Ingeniero Eduardo Alirio Mojica Nava

Línea de Investigación:

Teoría de control

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2022

Dedicatoria

A mi familia y amigos, por todo el apoyo material y emocional.

A mis asesores, por todo el apoyo académico y humano.

A Dios, por la oportunidad brindada y la fuerza para aprovecharla.

Resumen

Título: Nuevo paradigma descentralizado para la operación de microrredes basado en control por rechazo activo de perturbaciones.

Las microrredes durante los últimos años han sido un tema de investigación muy trabajado debido a todas las ventajas que suponen a nivel ambiental, de eficiencia energética y de confiabilidad. Sin embargo, para aprovechar estas ventajas es necesario que su planeación, diseño e implementación sean las adecuadas. Dentro del diseño de las microrredes, el diseño del sistema de control para las interfaces de electrónica de potencia ha sido un campo de investigación con muchos aportes debido a su importancia en el funcionamiento y comportamiento de la microrred. En este trabajo se propone un nuevo paradigma descentralizado para la operación de microrredes basado en el enfoque de control por rechazo activo de perturbaciones o *ADRC* (por sus siglas en inglés), para cumplir con los objetivos de control de los niveles cero, primario y secundario de forma robusta en una microrred compuesta por tres generadores. La validación y evaluación del control propuesto se lleva a cabo por medio de simulaciones. Se analizan las diferencias en diseño y desempeño entre el esquema de control propuesto y las estrategias comunes para dichos niveles: control PI (proporcional-integral) en el nivel cero, *droop* en el nivel primario y control PI centralizado en el nivel secundario. Adicionalmente, se presenta la equivalencia teórica entre el *ADRC* y el *GPI* robusto, mostrando sus diferencias a nivel de implementación y desempeño en simulación.

Palabras clave: Paradigma, Control, Descentralizado, Microrredes, ADRC.

Abstract

Title: New decentralized paradigm for microgrids operation based on active disturbance rejection control.

Microgrids in recent years have been a subject of much-worked research due to all the advantages they represent at the environmental level, energy efficiency and reliability. However, to obtain these benefits, it is necessary that their planning, design and implementation are adequate. Within the design of microgrids, the design of the control system for power electronics interfaces has been a field of research with many contributions due to its importance in the operation and behavior of the microgrid. In this paper, a new decentralized paradigm for microgrids operation based on the ADRC approach is proposed, to meet the control objectives of the zero, primary and secondary levels robustly in a microgrid composed of three generators. The validation and evaluation of the proposed control is carried out through simulations. The differences in design and performance between the proposed control scheme and the common strategies used for those levels are analyzed (PI controller in the zero level, droop in the primary level and PI centralized controller in the secondary level). Additionally, we present the theoretical equivalency between the ADRC and the robust GPI, showing the implementation and performance differences in simulation.

Keywords: Paradigm, Control, Decentralized, Microgrids, ADRC

Contenido

Resumen	vii
Lista de símbolos	xi
1. Introducción	1
2. Control descentralizado en microrredes AC	5
2.1. Concepto descentralizado	6
2.2. Estructura de control jerárquica en <i>MGs</i> y revisión de los niveles cero y primario descentralizados	7
3. Nuevo paradigma descentralizado para la operación de <i>MGs</i> basado en <i>ADRC</i>	13
3.1. Enfoque <i>ADRC</i>	13
3.2. Control <i>ADRC</i> nivel cero descentralizado	14
3.2.1. Modelo del sistema y consideraciones	14
3.2.2. Diseño del controlador	15
3.2.3. Equivalencia teórica entre el enfoque <i>ADRC</i> y el <i>GPI</i> Robusto	19
3.3. Control primario de ángulo de potencia y eliminación del nivel secundario	23
3.3.1. Modelo del sistema y consideraciones	24
3.3.2. Diseño del controlador	24
3.3.3. Integración con el nivel cero: Nuevo paradigma descentralizado	25
4. Resultados de simulación	27
4.1. Estructura de la <i>MG</i> y escenarios para simulación	27
4.1.1. Estructura del control nivel cero	27
4.1.2. Escenarios de simulación para el control nivel cero	29
4.1.3. Estructura del control nivel primario	29
4.1.4. Escenarios de simulación para el nuevo esquema de control propuesto	32
4.2. Resultados obtenidos	34
4.2.1. Resultados control nivel cero	34
4.2.2. Resultados de los esquemas de control para la operación de <i>MGs</i>	39
5. Análisis y evaluación	57
5.1. Análisis y evaluación control nivel cero	57
5.1.1. Comparación respecto al proceso de diseño	57

5.1.2. Comparación respecto al desempeño	59
5.2. Análisis y evaluación del nuevo paradigma de control propuesto	61
5.2.1. Comparación respecto al proceso de diseño	61
5.2.2. Comparación respecto al desempeño	63
6. Conclusiones y trabajo futuro	67
6.1. Conclusiones	67
6.2. Trabajo futuro	68
A. Anexo: Parámetros del sistema para simulación nivel cero	69
B. Anexo: Parámetros del sistema para simulación del nuevo esquema de control propuesto	72
Bibliografía	75

Lista de símbolos

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
f	Frecuencia	Hz	—
V	Voltaje	$Voltios$	—
I	Corriente	A	—
A	Amplitud	—	—
C	Capacitancia	F	—
L	Inductancia	H	—
R	Resistencia	Ω	—
P	Potencia activa	VA	—
Q	Potencia reactiva	VAR	—

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
ω	Velocidad angular	$\frac{rad}{seg}$	$2\pi f$
ϕ	Fase	rad	—

Subíndices

Subíndice	Término
ref	Referencia
out	Salida

Subíndice Término

in	Entrada
grid	Red principal
inv	Inversor

Superíndices**Superíndice Término**

(n)	Enésima derivada
-----	------------------

Abreviaturas**Abreviatura Término**

<i>MG</i>	Microrred
<i>DG</i>	Generador distribuido
<i>AC</i>	Corriente alterna
<i>DC</i>	Corriente directa
<i>PEI</i>	Interfaz de electrónica de potencia
PID	Proporcional-Integral-Derivativo
PCC	Paradigma de control convencional
NPCP	Nuevo paradigma de control propuesto

1. Introducción

En la actualidad el desarrollo de las tecnologías debe ir en línea con las políticas nacionales para que tengan un impacto significativo a nivel social. Colombia dentro de su Plan Nacional de Desarrollo (*PND*) 2018-2020 buscaba fortalecer la capacidad técnica de las empresas, no solo para buscar y seleccionar tecnología, sino también para transferirla y absorberla, generando así innovación. Para esto, el conocimiento producido en las universidades es de vital importancia. El PND proponía dentro de sus objetivos que: “Se tomarán las acciones pertinentes para incorporar al Sistema Interconectado Nacional (*SIN*) los sistemas de almacenamiento de energía, aumentar la participación de la generación distribuida, el desarrollo de las **microrredes**, ...” [13].

Acorde con el Departamento de Energía de los Estados Unidos, la microrred es: “un grupo de cargas y recursos energéticos distribuidos interconectados, con fronteras eléctricas claramente definidas, que actúa como una entidad única con respecto a la red principal. Una microrred puede conectarse o desconectarse de la red principal, para habilitar su operación tanto en modo conectado a la red o modo isla” [66]. Adicional a esta definición, es importante destacar que la naturaleza de los recursos energéticos puede ser tanto *AC* como *DC*, la naturaleza de las cargas puede ser lineal o no lineal y cada interfaz de electrónica de potencia puede estar constituida por una o varias etapas en serie *DC-AC*, *DC-DC* y/o *AC-DC*, según sea necesario (en la Fig.1-1 se ilustra un esquemático conceptual de una microrred).

Debido a su **complejidad**, la planeación, diseño e implementación de las microrredes han representado un desafío investigativo a lo largo de los años. Adicionalmente, debido a las ventajas que ofrecen las microrredes respecto a su confiabilidad ante interrupciones de la red eléctrica principal (redundancia), a nivel ambiental gracias al uso de generación distribuida (paneles solares, turbinas de viento, entre otras), y a la reducción de pérdidas de energía y costos por transmisión (al planearse para un uso local) han sido ampliamente estudiadas durante las últimas décadas [20].

Respecto a su **estructura**, **arquitectura** y **planeación**, se han realizado estudios sobre diseños óptimos respecto a los parámetros de la microrred [30, 31], evaluación de diferentes topologías de microrredes híbridas [4, 68], evaluación de tipos de inversores empleados en microrredes con sus respectivas topologías de hardware para implementarse [3, 37, 67], arquitecturas novedosas para conectar múltiples microrredes [72], análisis y clasificación de las

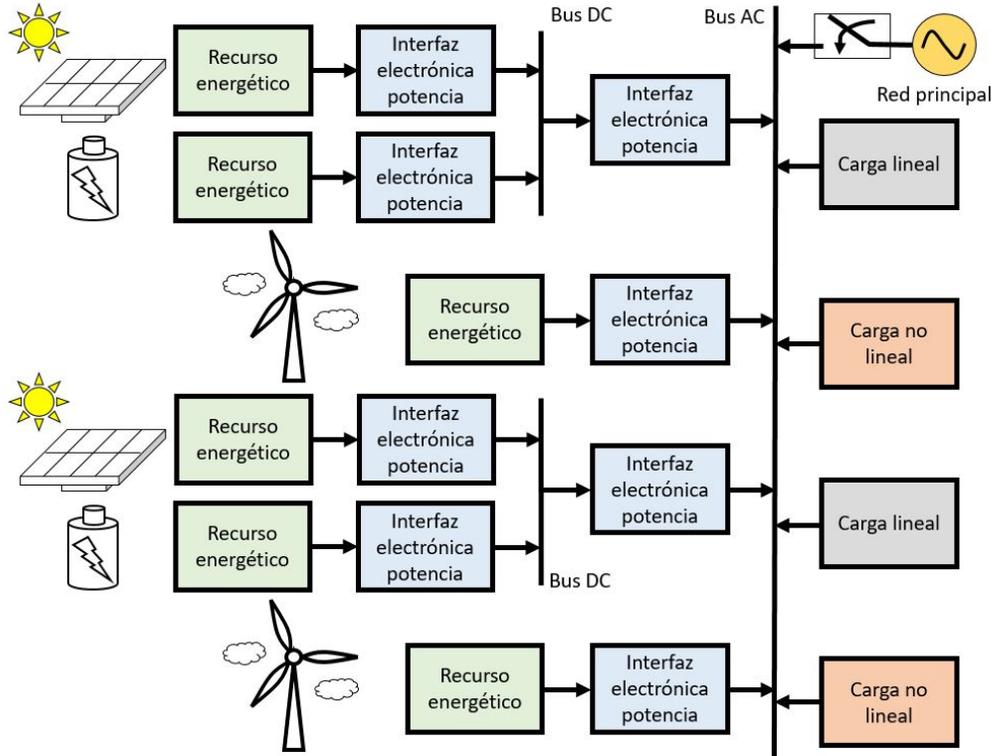


Figura 1-1.: Estructura conceptual de una microrred. Fuente: Autor.

diferentes estrategias de protección para microrredes híbridas [45], metodología para crear una microrred rentable [61], entre muchos otros.

Respecto al **modelamiento** y **simulación** de microrredes, se han realizado estudios de simulaciones empleando la técnica *Hardware in the Loop (HIL)* para evaluar la operación y funciones de control en una microrred [9, 21, 35, 62], revisión sobre el modelamiento en microrredes, presentando nociones y definiciones básicas de los sistemas de potencia (avanzando progresivamente desde los conceptos físicos que generan un modelo detallado, hasta los modelos simplificados usados convencionalmente, junto con las consideraciones y suposiciones para llegar a ellos y su aplicabilidad) [55, 57], los diferentes modelos eléctricos de los componentes de una microrred obtenidos a partir de técnicas complejas de modelamiento de sistemas [2], entre muchos otros.

Respecto al **control** de las microrredes, se han realizado muchísimos trabajos bajo distintos enfoques. En 2018 S. Sen y V. Kumar realizaron una revisión exhaustiva recopilando las diferentes estrategias elaboradas a lo largo de los años para el control de microrredes. En ella, hacen una clasificación de las diferentes estrategias de control en cuatro grandes marcos: centralizado, descentralizado, distribuido y jerárquico [56].

Dentro del marco **descentralizado**, las estrategias basan su acción de control en mediciones locales y representan múltiples ventajas respecto al marco centralizado, a saber: mayor flexibilidad, mayor confiabilidad, algoritmos simples y capacidad de *plug and play* (lo que permite expansión) [56]. Sin embargo, la mayoría de estrategias emplean el concepto de caída (*droop*) con algún tipo de modificación (adición de impedancia virtual, ganancias *droop* adaptativas, *droop* de $V-I$, *droop* óptimo, entre otras) para lograr una repartición de carga adecuada en el control primario [12, 16, 22, 23, 24, 30, 54, 73]. Aprovechando la naturaleza del marco descentralizado y buscando realizar un diseño sin utilizar el concepto *droop*, el *ADRC* surge como una alternativa.

El enfoque *ADRC* (*Active Disturbance Rejection Control*) o control por rechazo activo de perturbaciones, ha sido estudiado desde el siglo XIX, y su idea principal es simplificar en gran medida la descripción o modelo del sistema creando para ello una señal de perturbación que agrupa todas las perturbaciones (internas y externas) y las dinámicas no modeladas, para luego estimar los efectos de esta perturbación “generalizada” y rechazarla [19, 34, 60]. Bajo este enfoque se simplifican en gran medida las dinámicas del sistema en una relación entrada-salida, en la cual sólo los aspectos más fundamentales son conservados, a saber, el **orden diferencial del sistema** y posiblemente los factores asociados a las variables de entrada de control. En el control de microrredes, este enfoque ha sido utilizado principalmente para cumplir los objetivos del control secundario [17, 40, 51], para controlar un tipo de generador específico que se conecta a la red [5, 71, 75] o para control distribuido en microrredes *DC* [74]. Basado en este enfoque, se plantea su uso para cumplir los objetivos del control cero, primario y secundario en una microrred AC a partir del diseño de un esquema de control robusto que rompe el paradigma convencional de la estructura jerárquica tradicional en *MGs*.

En este trabajo se presenta el diseño de un esquema de control descentralizado para la operación de *MGs* bajo un nuevo paradigma que se basa en el enfoque *ADRC*. Este nuevo paradigma logra por medio de sólo dos niveles cumplir (de forma robusta y considerando un modelo con alta incertidumbre) con los objetivos de control de los tres niveles tradicionales en *MGs* (nivel cero, primario y secundario). La validación y evaluación del desempeño de este nuevo esquema de control se realiza mediante la simulación de una microrred: Tres generadores fotovoltaicos conectados en paralelo operando en modo isla y en modo conectado a la red (considerando transiciones entre estos modos de operación), con eventos de conexión/desconexión de cargas y falla/inclusión de generadores. Estas simulaciones se realizan en el software MatLab®[®], en el entorno de Simulink. Se analiza la diferencia en el diseño y el desempeño del nuevo esquema de control propuesto respecto de la estructura tradicional con un controlador PI para el nivel cero, un control por caída (*droop* control) para el nivel primario y un controlador PI centralizado para el nivel secundario. Adicionalmente, se presenta la equivalencia teórica entre el *ADRC* propuesto y un control *GPI* robusto, haciendo énfasis en sus diferencias en implementación.

El trabajo se estructura de la siguiente manera: El capítulo 2 presenta una revisión explicativa sobre las estrategias de control descentralizado empleadas en microrredes AC para un nivel de control cero y primario, y los objetivos de control de cada uno de los niveles en la estructura jerárquica tradicional (desde el nivel cero hasta el terciario). El capítulo 3 presenta una breve descripción del enfoque *ADRC* y el diseño del nuevo esquema de control descentralizado propuesto bajo dicho enfoque para cumplir con los objetivos de control cero, primario y secundario (detallando las diferencias entre este nuevo paradigma y la estructura jerárquica de control convencional); aquí también se muestra la equivalencia teórica con el *GPI* robusto. El capítulo 4 presenta la simulación de una topología de microrred para: Validar el nuevo esquema de control propuesto, resaltar las diferencias en implementación con el *GPI* equivalente, y visualizar los diferentes resultados obtenidos ante cambios entre modos de operación o cambios en la estructura de la microrred. El capítulo 5 presenta un análisis y evaluación respecto al diseño, implementación y desempeño entre el esquema de control propuesto, su equivalente teórico y las estrategias convencionales para los niveles cero (controlador PI), primario (control de caída, *droop* control) y secundario (controlador PI centralizado). Finalmente, el capítulo 6 presenta las conclusiones y el trabajo futuro.

2. Control descentralizado en microrredes AC

En la literatura se encuentran diferentes tipos de clasificaciones de las microrredes dependiendo de la estructura, capacidad, número de componentes, tipos de componentes, etc. No obstante, la clasificación respecto a su configuración AC , DC o híbrida (AC/DC) es de las más usadas para definir la estructura de la microrred con la que se está trabajando o estudiando [20]. En la Figura 2-1 y la Figura 2-2 se presentan los esquemáticos de microrred DC y microrred AC , respectivamente.

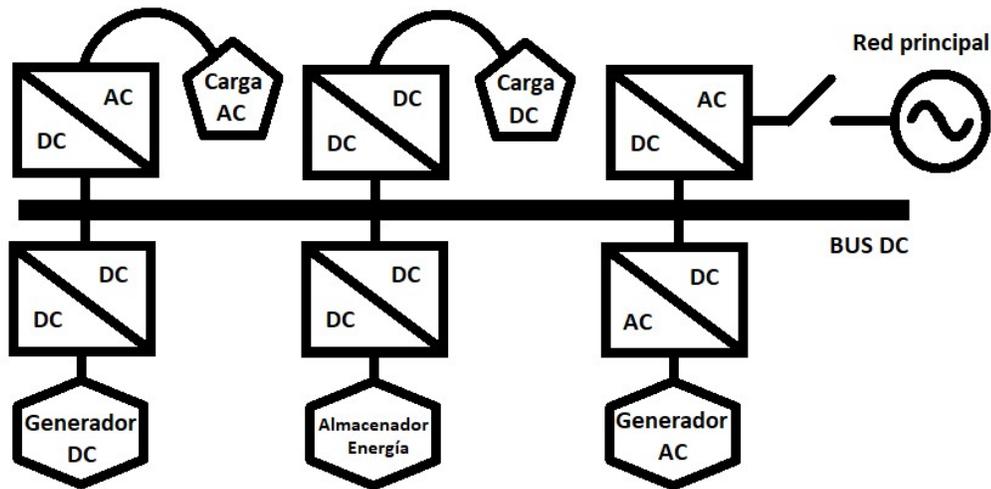


Figura 2-1.: Estructura conceptual de una microrred DC . Fuente: Autor.

En 2013 J.J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee y J-W Jung realizaron una revisión comparativa mostrando las diferentes características entre la configuración AC y la configuración DC de las microrredes. Allí presentan que debido a que la mayoría de las estructuras de distribución y transmisión de la red principal son AC , así como algunos tipos de cargas en la industria, la configuración AC de microrredes ha sido ampliamente estudiada e implementada [36, 50]. Sin embargo, esta configuración presenta un mayor desafío en el control y operación de los generadores porque es necesario sincronizarlos, a diferencia de la configuración DC . Por esta razón, el control de los **inversores** en microrredes ha sido investigado ampliamente [3, 37, 67, 10, 26, 28, 33].

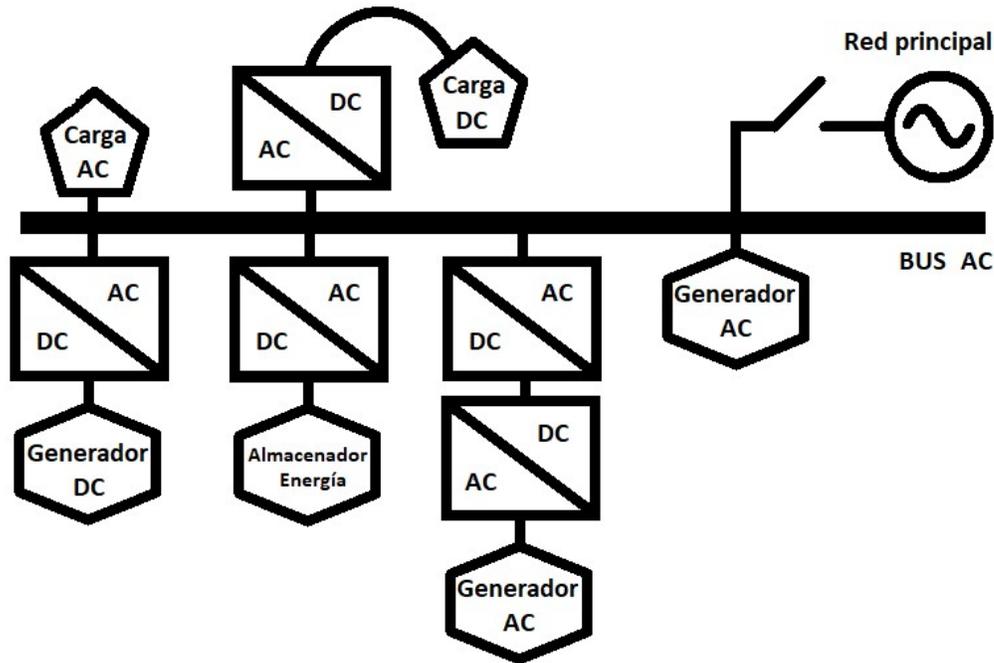


Figura 2-2.: Estructura conceptual de una microrred AC. Fuente: Autor.

Adicionalmente, las estructuras de microrredes híbridas, que poseen tanto un bus AC como un bus DC, aprovechan las ventajas de cada estructura a nivel de transmisión y distribución. En ellas, también se requiere el diseño del control para los inversores en la sección AC de la microrred, por lo tanto, los estudios y estrategias diseñadas para microrredes AC pueden aprovecharse hasta cierto punto [68, 69]. En la Figura 2-3 se presenta un esquemático conceptual de una microrred híbrida AC/DC. Las diferentes estructuras o topologías que pueden tener este tipo de microrredes han sido también un campo de investigación [68].

Basado en lo mencionado, nuestro diseño de control estará en el marco de las microrredes AC **monofásicas**. A continuación se presentará el concepto descentralizado, los objetivos del control desde el nivel cero hasta el terciario y posteriormente las estrategias más comúnmente empleadas en los niveles cero y primario.

2.1. Concepto descentralizado

Las estrategias de control para microrredes se han clasificado bajo cuatro enfoques o marcos generales a lo largo de los años según la filosofía de su diseño: centralizado, descentralizado, distribuido o jerárquico [56, 69, 53, 52]. El concepto descentralizado busca generar acciones de control a nivel de componente empleando únicamente mediciones locales [25]. El atractivo principal de su uso es que no necesita de comunicación con los demás componentes de la microrred, lo cual reduce el costo de implementación de la misma, permite la capacidad

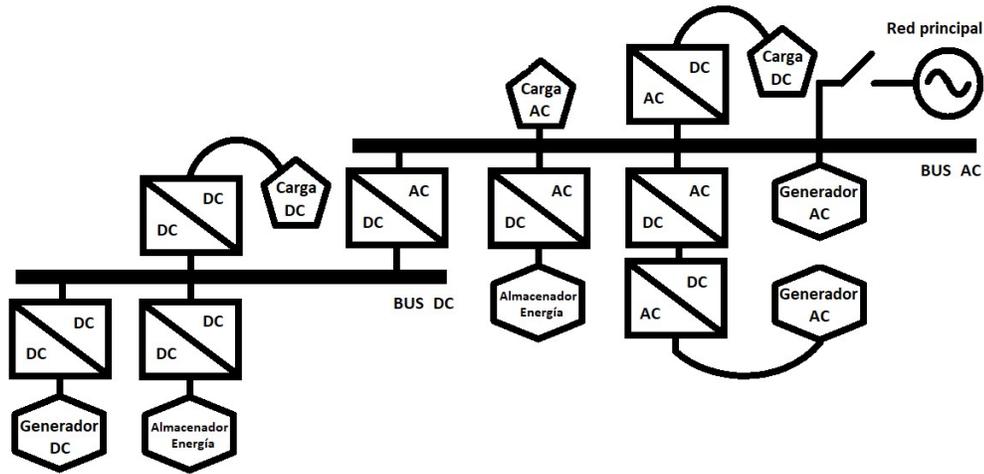


Figura 2-3.: Estructura conceptual de una microrred AC/DC. Fuente: Autor.

de *plug-and-play* para agregar o retirar componentes y provee confiabilidad gracias a la independencia del control entre componentes, si alguno llega a fallar [56]. Sin embargo, el control descentralizado debe enfrentar los siguientes requerimientos: Las interfaces deben compartir la carga total de una manera deseable, el control local debe garantizar estabilidad en una escala global, debe prevenir cualquier desviación en el voltaje de la microrred y controlar activamente el amortiguamiento de las oscilaciones a la salida de cada inversor [25]. En la Figura 2-4 se presenta un esquemático conceptual de los enfoques centralizado, descentralizado y distribuido.

2.2. Estructura de control jerárquica en MGs y revisión de los niveles cero y primario descentralizados

Usualmente se emplea una estructura por niveles de control en las microrredes, basándose en el ISA-95, para ubicar y asignar objetivos de control a cada nivel [36, 53, 69]. Esta estructura también es utilizada en el marco jerárquico y un esquemático conceptual de la misma se presenta en la Figura 2-5. Cada nivel tiene objetivos o tareas específicas que en general deben cumplirse en una escala de tiempo más pequeña en comparación con la de niveles superiores [25]. A continuación se presentan los objetivos de cada nivel [3, 53, 69].

Nivel cero (o lazos internos):

- Seguimiento de señal sinusoidal para el V_{out} del inversor.
- Seguimiento de señal sinusoidal para la I_{out} del inversor.

Nivel primario:

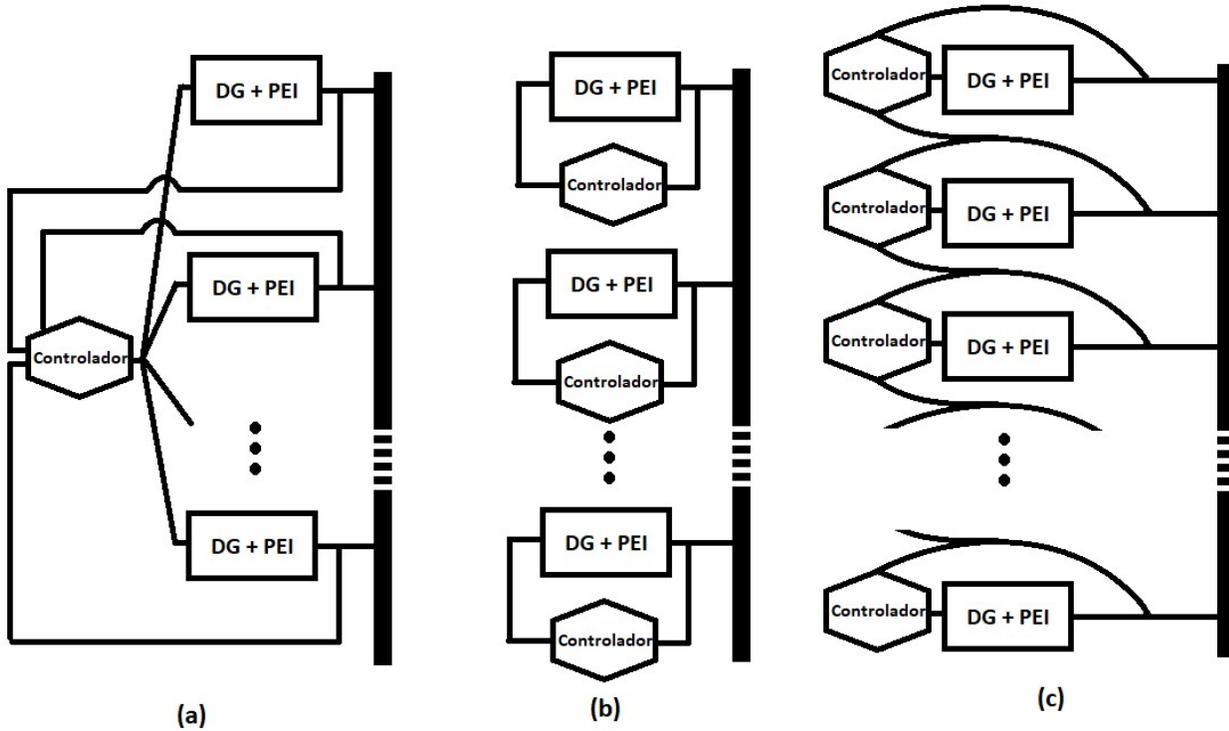


Figura 2-4.: Enfoque centralizado (a), descentralizado (b) y distribuido (c). Fuente: Autor.

- Regulación de P y Q (modificando las referencias en amplitud y frecuencia del V y/o I del inversor).
- Repartición de la carga total.

Nivel secundario:

- Regulación V y f del bus AC (corrección de las desviaciones en A y f del voltaje causadas por el nivel primario).
- Sincronización en la transición de modo isla a modo conectado a la red (y viceversa).

Nivel terciario:

- Optimización del intercambio de P y Q con la red principal y/o con otras microrredes.

Respecto al control del nivel cero, normalmente se utiliza una transformación del marco trifásico a-b-c al marco de cuadratura $d - q$ y un compensador tipo PI [10]. Cuando es un sistema monofásico, la transformación se realiza creando una señal de voltaje ortogonal al voltaje de salida, por medio de un retraso de 90° [14]. Estos lazos pueden incluir un término de pre-alimentación (feed-forward) [46], incluir uno o varios términos resonantes [15], regulación por histéresis [32], un lazo de control repetitivo [65], estrategias de control predictivo

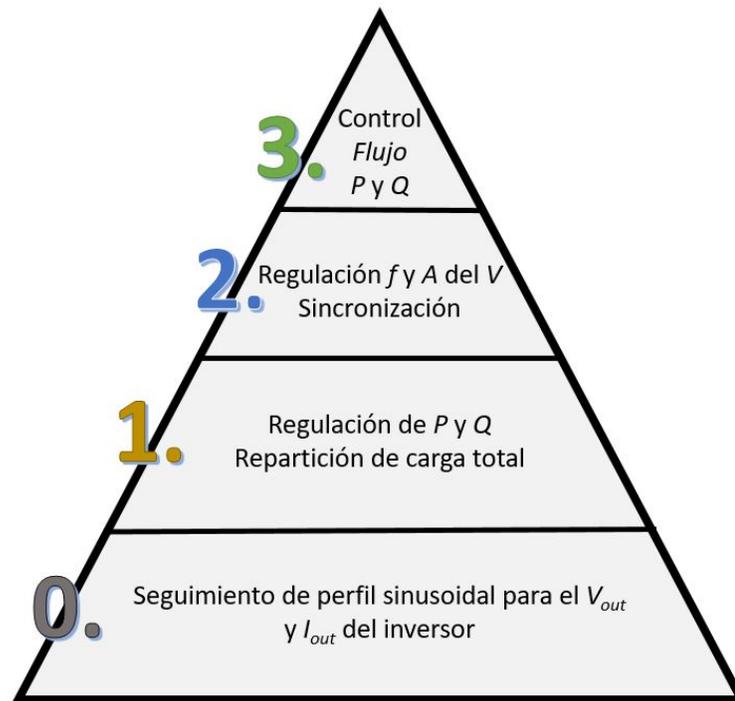


Figura 2-5.: Estructura jerárquica por niveles de control. Fuente: Autor.

[18, 47], estrategias por modos deslizantes [41], modulación delta, estrategias de optimización, de redes neuronales y lógica difusa [39].

Adicionalmente, con el enfoque ADRC se han realizado trabajos relacionados con el control de inversores: En 2004, M. Zhang, J. Wu y C. Hou realizan el diseño de un sistema de control *ADRC* compuesto por un diferenciador de seguimiento (*TD*), una ley de control por realimentación no lineal del error de estado (*NLSEF*) y un observador de estado extendido (*ESO*), en un generador de energía renovable conectado a un inversor por medio de un link DC para regular el voltaje entregado por la sección *DC* de forma robusta, mejorando la respuesta transitoria y el desempeño ante perturbaciones respecto a un controlador PI [79]. En 2014, Z. Guoyue, Y. Ke, W. Yue y Q. Donglian elaboran una estrategia de control *ADRC* con una estructura similar para el lazo de corriente en un sistema trifásico, compuesta por un *TD*, un PID no lineal y un *ESO* de cuarto orden, mejorando el desempeño respecto al control PI tradicional [77]. En 2015, M. Xinchun, Z. Changbao y H. Cungang elaboran una estrategia de control *ADRC* compuesta por un *TD*, una *NLSEF* y un *ESO*, para hacer el seguimiento de una señal sinusoidal de voltaje con el modelo de un inversor monofásico con filtro de salida *LC* obteniendo mejor desempeño respecto al control PI convencional, ante diferentes escenarios de cambio de referencia y cambio de carga [44].

Más tarde, en 2016, S. Li y H. Xiong realizan una estrategia de control en un inversor mo-

nofásico conectado a la red con un filtro LC ; utilizando en el lazo de corriente interno un PID y en el lazo de voltaje externo un control con enfoque $ADRC$ no lineal con la misma estructura de los trabajos anteriores (TD , ESO y $NLSEF$), para regular el voltaje de la parte DC , mostrando sus ventajas respecto al PID tradicional [42]. En 2018, A. Benrabah, D. Xu y Z. Gao proponen un control de la corriente en el marco de referencia dq de un inversor trifásico con filtro LCL conectado a la red, empleando el enfoque $ADRC$ lineal basándose en la aproximación de Padé, para simplificar el filtro de salida de orden tres a orden uno, y mostrando las ventajas de desempeño respecto al control PI convencional en simulación y de forma experimental [6]. En 2019, Y. Han y H. Xiong plantean un control bajo el enfoque $ADRC$ para el inversor trabajando como fuente de voltaje, mostrando ventajas respecto a las estrategias de controladores PI y PR (proporcional-resonante) convencionales mediante simulación en MatLab [29].

Recientemente, en 2020 se han publicado varios artículos relacionados: W. Ma, Y. Guan, B. Zhang y L. Wu proponen un control de corriente para el inversor trifásico conectado a la red por un filtro LCL , empleando el enfoque $ADRC$ para atacar el problema de resonancia que genera el filtro [43]. De forma similar, Y. Cai, Y. He, H. Zhou y J. Liu proponen un control de corriente de amortiguamiento activo por enfoque $ADRC$ de primer orden para un inversor conectado con filtro LCL [7]. Y. Cao, Q. Zhao, Y. Ye y Y. Xiong proponen un esquema de control por $ADRC$ para la corriente de un inversor conectado a la red, a partir del uso de un filtro $LCCL$ y una simplificación del sistema de orden tres a orden uno, validando la efectividad del esquema propuesto por medio de un prototipo experimental [8]. H. Zhang, H. Xiong y C. He proponen un nuevo tipo de inversor Buck-Boost, mostrando su topología y modelo matemático para el diseño de un controlador bajo el enfoque $ADRC$, evidenciando un mejor desempeño respecto de un control PR [78].

Sin embargo, es importante destacar que todas estas estrategias propuestas bajo el enfoque $ADRC$ utilizan una metodología bastante compleja: Funciones no lineales complejas tanto para el diferenciador de seguimiento, como para el observador de estado extendido y la ley de control. Esta estructura genera un proceso de diseño que necesita ajustar muchísimos parámetros (cerca de 14) y el ajuste se realiza de manera iterativa. Algunas estrategias mencionan que puede utilizarse un algoritmo de optimización para la selección de dichos parámetros, pero ninguna muestra el uso de alguno. El diseño bajo el enfoque $ADRC$ propuesto en este trabajo presenta diferencias fundamentales en este sentido al mostrar el enfoque de una manera más sencilla en términos de metodología, eliminación del TD y utilización de un $RESO$ (*reduced extended state observer*) en vez del ESO .

Respecto al nivel primario, es importante mencionar que los inversores pueden trabajar como fuentes de corriente controladas o fuentes de voltaje controladas [25], y son clasificados según ese modo de trabajo como seguidores de red o formadores de red [3], respectivamente.

En general, los generadores de fuentes no despachables (turbinas de viento, celdas solares, etc.) trabajan como seguidores de red buscando inyectar potencia al bus AC con un factor de potencia unitario (es decir $Q_{ref} = 0VAR$) y los generadores de fuentes despachables (dispositivos de almacenamiento de energía, generadores diesel, entre otros) trabajan como formadores de red, regulando la potencia activa y reactiva que se inyecta al bus AC [3]. Sin embargo, en modo isla algunos o todos los que trabajan como seguidores de red pueden tener que trabajar como formadores de red si es necesario [3].

En este nivel se siguen las referencias de P y Q mediante la modificación de las referencias de V y f en el nivel cero para lograr una buena repartición de carga. Para esta tarea el concepto de caída (*droop*) es de los más utilizados cuando se trabaja en el marco descentralizado y, aunque ayuda a una correcta repartición de carga entre los generadores, tiene varias desventajas que han sido atacadas de diferentes maneras para mejorar su desempeño [56]. En 2017 U.B. Tayab et al. realizaron una revisión de las técnicas de control por caída para microrredes, en donde presentan y explican el control por caída convencional, control por caída con lazo de impedancia virtual, control por caída adaptativo y control por caída robusto [63]. Adicionalmente, existen otras técnicas basadas en el concepto por caída como control por caída de la diferencia de Q y la derivada del V , control por caída del ángulo de potencia, transformación de marco de referencia virtual, control por caída basado en inercia virtual y control del flujo de potencia desbalanceado con repartición de carga no lineal [53]. En 2019, Y. Yu y X. Hu proponen una estrategia de control por enfoque *ADRC* lineal de primer orden compuesto por un TD, un ESO lineal y una realimentación del error de estado lineal LSEF para realizar un control de P y Q basado en el concepto de generador sincrónico virtual *VSG* (concepto *droop*), presentando mejoría en el desempeño convencional que sólo emplea el concepto *VSG* [76].

Es importante mencionar que estas estrategias atienden al paradigma convencional bajo el cual se ha estructurado cada uno de los niveles de control en las *MGs*, en donde el control tiene un diseño basado en máquinas sincrónicas, con lo cual los generadores sincrónicos actúan como formadores de red, mientras que los generadores no sincrónicos (en general los basados en inversores, es decir, la mayoría de los generadores de energías renovables) actúan como seguidores de red. De acuerdo a este hecho, entendemos por qué el control *droop* modifica el ángulo de fase de los generadores no directamente, sino por medio de la variación de la frecuencia debido a la inercia de los generadores sincrónicos.

Sin embargo, en [1] podemos ver que gracias a los avances y tendencias de las tecnologías en energías renovables junto con el análisis de viabilidad que realizaron, es perfectamente posible tener un sistema con cero inercia (es decir, sin generadores sincrónicos). Para esto, proponen naturalmente un cambio necesario en la estructura de los controladores convencionales, pero siguen restringiéndose al concepto *droop*.

En este trabajo, bajo las consideraciones que plantean para un escenario sin inercia (1. tener un sistema de almacenamiento de energía suficientemente amplio y 2. el dimensionamiento de los inversores debe ser el apropiado para las necesidades de corriente del sistema), se propone un esquema de control novedoso que rompe el paradigma del control jerárquico convencional en *MGs* para los niveles cero, primario y secundario, reduciéndolos a solo dos niveles. Este nuevo paradigma no busca solo presentar ventajas a nivel de desempeño (robustez, niveles de ruido/oscilación, tiempos de respuesta, funcionalidades, etc), sino a nivel de diseño (más intuitivo y con gran independencia del modelo) e implementación (más sencillo y con un alto grado de aplicabilidad que lo hace muy versátil).

Teniendo en cuenta lo presentado, el diseño del esquema de control se enfocará en el inversor (interfaz DC-AC) para cumplir con los objetivos de los niveles cero, primario y secundario de forma descentralizada y robusta, empleando su modo de operación como formadores de red (fuente de voltaje) para garantizar la independencia del modo de operación (isla o conectado a la red) y del tipo de generador (panel solar, batería, etc.). Adicionalmente, el esquema de control propuesto se diseña para un sistema con inercia cero. Se utilizará el enfoque *ADRC* como alternativa para no tener que emplear el paradigma del concepto *droop* y además poder aceptar un alto grado de incertidumbre respecto al modelo del sistema y de las perturbaciones (estructura de la microrred, cargas no lineales, fallas, ausencia de inercia, etc.).

3. Nuevo paradigma descentralizado para la operación de MGs basado en $ADRC$

Durante la década de los 80s Jiangqing Han, perteneciente a la Academia China de Ciencia, propuso un enfoque de control no convencional para lidiar con las incertidumbres en sistemas no lineales [27]. Este nuevo enfoque de control adquirió más tarde el nombre de control por rechazo activo de perturbaciones o $ADRC$ por sus siglas en inglés. Desde entonces, este enfoque ha sido trabajado ampliamente de manera exitosa en muchísimos problemas de ingeniería [5, 6, 8, 17, 29, 40, 42, 44, 49, 71, 74, 75, 76, 77, 79]. A continuación se presenta una descripción estructural del enfoque $ADRC$ trabajado aquí y posteriormente se emplea como base para el diseño del nuevo esquema de control propuesto para la operación de MGs .

3.1. Enfoque $ADRC$

La filosofía de este enfoque consiste en simplificar la descripción de la planta/sistema y agrupar todas las dinámicas no modeladas, las perturbaciones externas, las perturbaciones internas y todas las cantidades o expresiones ignoradas dentro de un único termino de perturbación (perturbación generalizada), proceder a estimar los efectos de esta perturbación con cierto nivel de precisión y cancelarla por medio de la acción de control realimentado [60]. Estructuralmente, el enfoque $ADRC$ está constituido por tres componentes principales descritos a continuación [27]:

- Diferenciador de seguimiento (TD): El objetivo principal de este componente es extraer las derivadas de la señal de referencia.
- Observador de estado extendido (ESO): El objetivo principal de este componente es estimar tanto los estados del sistema como a la ‘perturbación generalizada’.
- Ley de control por realimentación (FCL) basada en el ESO (o en el $RESO$): El objetivo principal de este componente es que la salida del sistema siga la señal de referencia deseada y que los estados del sistema sigan a su vez las derivadas de dicha señal de referencia (obtenidas en el TD).

Para ilustrar la metodología que utilizaremos aplicando este enfoque, plantearemos el diseño del esquema de control para una *MG*.

3.2. Control *ADRC* nivel cero descentralizado

El control del nivel cero en una *MG* es el encargado de imponer un comportamiento sinusoidal deseado en el voltaje de salida (señal de salida) de un inversor con filtro (sistema/planta) a partir de la apropiada generación de impulsos PWM.

3.2.1. Modelo del sistema y consideraciones

El esquemático del inversor monofásico operando como fuente de voltaje (*VSI*) se muestra en la Figura 3-1, donde: V_{DC} es el voltaje suministrado por la fuente renovable (por ejemplo un panel solar), $D \in [0, 1]$ es el ciclo útil, I_{INV} es la corriente suministrada por el inversor, I_O es la corriente suministrada a la carga, V_O es el voltaje suministrado a la carga, V_{REF} es la referencia de voltaje que provee el nivel primario, Z_{LOAD} es la impedancia de carga, y L y C son los parámetros del filtro. $C(s)$ es el controlador nivel cero.

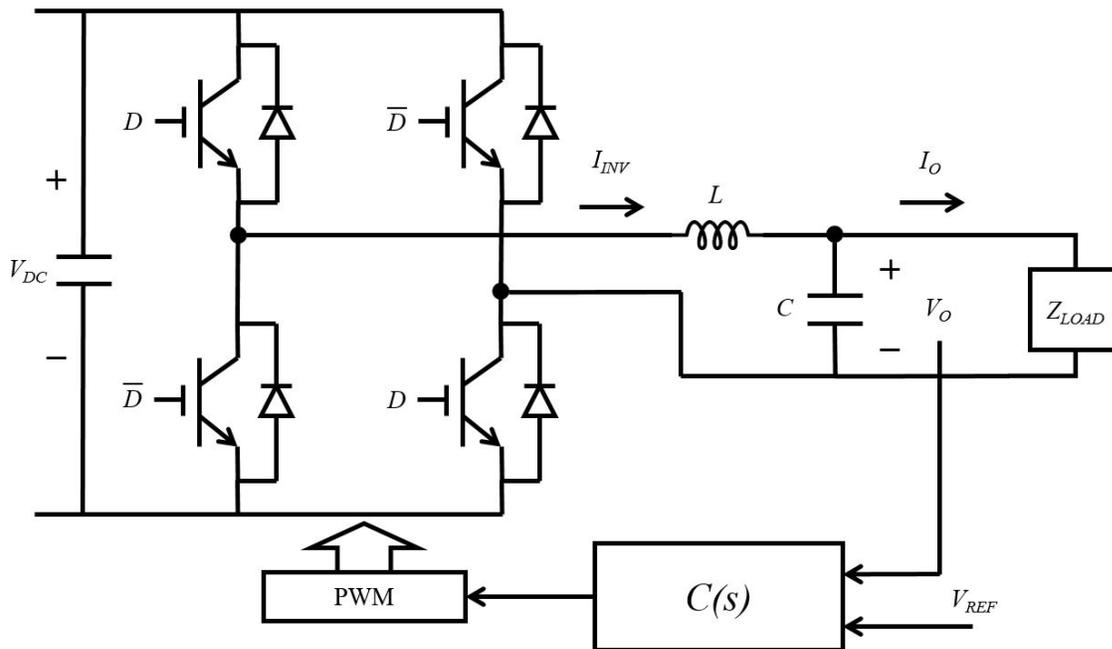


Figura 3-1.: Inversor monofásico como fuente de voltaje. Fuente: Autor.

Asumiremos que el valor de la carga es predominantemente resistivo ($Z_{LOAD} = R_L$) y a partir de las leyes de Kirchhoff se determina la dinámica del sistema:

$$(2D - 1)V_{DC} - V_O = L \frac{dI_{INV}}{dt}$$

$$I_{INV} = I_O + I_C = \frac{V_O}{R_L} + C \frac{dV_O}{dt} \quad (3-1)$$

Reemplazando el valor de I_{INV} en la primera expresión obtenemos:

$$(2D - 1)V_{DC} - V_O = L \frac{d \left[\frac{V_O}{R_L} + C \frac{dV_O}{dt} \right]}{dt}$$

$$(2D - 1)V_{DC} = V_O + \frac{L}{R_L} \dot{V}_O + LC \ddot{V}_O \quad (3-2)$$

De acuerdo a lo anterior, tomando a D como la entrada de control u y a V_O como la salida y , podemos escribir el sistema de la siguiente forma:

$$\ddot{y} = \frac{2V_{DC}}{LC}u - \frac{1}{LC}y - \frac{1}{CR_L}\dot{y} - \frac{V_{DC}}{LC} \quad (3-3)$$

3.2.2. Diseño del controlador

De acuerdo al enfoque *ADRC*, solo utilizamos el orden diferencial del sistema. De acuerdo a (3-3) el orden diferencial de nuestro sistema es dos. Esto es todo lo que necesitamos para empezar:

Suposición

Primero, simplificamos el sistema como una cadena de N integradores, donde N corresponde al orden diferencial del sistema:

$$\ddot{y} = \beta u + \delta, \quad (3-4)$$

donde β es una constante que usualmente es obtenida por un proceso iterativo, sin embargo, en este caso conocemos su valor ($\frac{2V_{DC}}{LC}$), y δ corresponde al término asociado a la perturbación generalizada, la cual contiene los términos de las perturbaciones exógenas (cambios lineales y no lineales de carga, ruido, armónicos, etc.) y endógenas (dinámicas no consideradas en el diseño). El esquemático del proceso realizado está representado en la Figura **3-2**

En segundo lugar, la salida y en estado estacionario tendrá una estructura que dependerá de la estructura de sus entradas u y δ . También, asumimos que el término δ sólo tiene dependencia temporal, es decir, $\delta = \delta(t)$. Ahora, desde un punto de vista de señales, consideramos

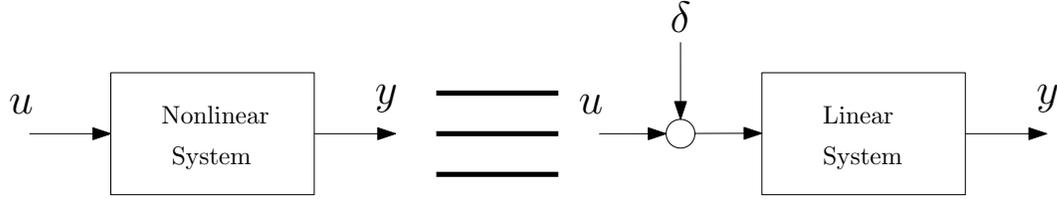


Figura 3-2.: Consideración del sistema bajo el enfoque *ADRC*. Equivalencia entre el sistema no lineal y el sistema lineal más una perturbación. Fuente: Autor.

que para una ventana de tiempo lo suficientemente pequeña la señal δ puede ser aproximada como un conjunto de polinomios de Taylor y/o de Fourier. Por lo tanto, como deseamos un buen seguimiento ante referencias de tipo sinusoidal y un rechazo de perturbaciones robusto, aproximamos nuestro término de perturbación como $\delta = \xi_1 + \xi_2 = A + B\sin(\omega t)$, donde el término ξ_1 se define para rechazar perturbaciones constantes y el término ξ_2 se define para rechazar perturbaciones relacionadas con las dinámicas no modeladas (ω es la frecuencia angular del sistema) y para el seguimiento. Basado en las consideraciones mencionadas anteriormente, el sistema puede ser escrito en espacio de estados como se muestra:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y \\ \dot{x}_1 \\ \xi_1 \\ \xi_2 \\ \dot{\xi}_2 \end{bmatrix}, \quad (3-5)$$

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -\omega^2 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \beta \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} u. \quad (3-6)$$

En tercer lugar, como el estado x_1 corresponde a la salida y , y esta es una variable conocida, no hay necesidad de estimarlo. Por esta razón definimos un Observador de Estado Extendido Reducido (*RESO*). Definimos los estados z del sistema reducido y sus dinámicas:

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ z_3 \\ z_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_2 - l_3 x_1 \\ x_3 - l_2 x_1 \\ x_4 - l_1 x_1 \\ x_5 - l_0 x_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_2 - l_3 y \\ x_3 - l_2 y \\ x_4 - l_1 y \\ x_5 - l_0 y \end{bmatrix}, \quad (3-7)$$

$$\dot{z} = \begin{bmatrix} -l_3 & 1 & 1 & 0 \\ -l_2 & 0 & 0 & 0 \\ -l_1 & 0 & 0 & 1 \\ -l_0 & 0 & -\omega^2 & 0 \end{bmatrix} z + \begin{bmatrix} l_1 + l_2 - l_3^2 \\ -l_2 l_3 \\ l_0 - l_1 l_3 \\ -\omega^2 l_1 - l_0 l_3 \end{bmatrix} y + \begin{bmatrix} \beta \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} u. \quad (3-8)$$

Ahora, proponemos el *RESO* como sigue:

$$\dot{\hat{z}} = \begin{bmatrix} -l_3 & 1 & 1 & 0 \\ -l_2 & 0 & 0 & 0 \\ -l_1 & 0 & 0 & 1 \\ -l_0 & 0 & -\omega^2 & 0 \end{bmatrix} \hat{z} + \begin{bmatrix} l_1 + l_2 - l_3^2 \\ -l_2 l_3 \\ l_0 - l_1 l_3 \\ -\omega^2 l_1 - l_0 l_3 \end{bmatrix} y + \begin{bmatrix} \beta \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} u. \quad (3-9)$$

Tomando (3-8) - (3-9), obtenemos las dinámicas de los errores de estimación:

$$\dot{e}_o = \begin{bmatrix} -l_3 & 1 & 1 & 0 \\ -l_2 & 0 & 0 & 0 \\ -l_1 & 0 & 0 & 1 \\ -l_0 & 0 & -\omega^2 & 0 \end{bmatrix} e_o. \quad (3-10)$$

Enunciado

Para un sistema dinámico definido por $\dot{x} = Ax$, donde $x(t) \in R^n$ y $A \in R^{n \times n}$ con entradas reales, el sistema tiene una solución constante con $x(t) = 0$, es decir, el sistema tiene un punto de equilibrio en el origen $0 \in R^n$.

Teorema

La solución $x(t) = 0$ es asintóticamente estable a medida que $t \rightarrow \infty$ si y sólo si todos los valores propios λ_i de A tienen parte real negativa ($Re(\lambda_i) < 0$ con $i = 1, \dots, n$).

Acorde con lo mencionado, seleccionamos valores apropiados para l_0 , l_1 , l_2 y l_3 con el fin de que todos los valores propios de la matriz tengan parte real negativa, lo cual hará que el error de estimación en estado estacionario tienda a cero asintóticamente. En cuarto lugar, definimos la ley de control realimentado basado en *RESO*:

$$\begin{aligned}
 u &= \frac{1}{\beta} [-\hat{x}_3 - \hat{x}_4 + \dot{y}^* - k_1(\hat{x}_2 - \dot{y}^*) - k_0(y - y^*)], \\
 \hat{x}_2 &= \hat{z}_1 + l_3 x_1 = \hat{z}_1 + l_3 y \\
 \hat{x}_3 &= \hat{z}_2 + l_2 x_1 = \hat{z}_1 + l_2 y \\
 \hat{x}_4 &= \hat{z}_3 + l_1 x_1 = \hat{z}_1 + l_1 y.
 \end{aligned} \tag{3-11}$$

Es importante mencionar que usualmente se define un diferenciador de seguimiento para obtener los términos de las derivadas de la referencia (\ddot{y}^* , \dot{y}^*), pero en este caso no es necesario ya que la estructura matemática de la referencia (sinusoidal) y sus parámetros (amplitud y frecuencia) son conocidos (el control primario los provee). Por lo tanto, como la referencia es $y^* = V_{amp} \sin(\omega t)$, sus derivadas son $\dot{y}^* = \omega V_{amp} \cos(\omega t)$ y $\ddot{y}^* = -\omega^2 V_{amp} \sin(\omega t)$.

Finalmente, podemos reemplazar la ley de control propuesta (3-11) dentro del sistema definido en (3-4):

$$\begin{aligned}
 \ddot{y} &= \beta \left[\frac{1}{\beta} [-\hat{x}_3 - \hat{x}_4 + \dot{y}^* - k_1(\hat{x}_2 - \dot{y}^*) - k_0(y - y^*)] \right] + \delta \\
 \ddot{y} &= -\hat{x}_3 - \hat{x}_4 + \dot{y}^* - k_1(\hat{x}_2 - \dot{y}^*) - k_0(y - y^*) + \delta \\
 \ddot{y} - \ddot{y}^* + k_1(\hat{x}_2 - \dot{y}^*) + k_0(y - y^*) &= -\hat{x}_3 - \hat{x}_4 + \delta.
 \end{aligned} \tag{3-12}$$

Suposición

En estado estacionario, asumimos que $\hat{x}_2 = \dot{y}$, $\hat{x}_3 = \xi_1$ y $\hat{x}_4 = \xi_2$, y tomando $e = y - y^*$ como el error de seguimiento, tenemos:

$$\begin{aligned}
 \ddot{e} + k_1 \dot{e} + k_0 e &= -\xi_1 - \xi_2 + \delta \\
 \ddot{e} + k_1 \dot{e} + k_0 e &= 0.
 \end{aligned} \tag{3-13}$$

De acuerdo a esto, los parámetros del controlador k_0, k_1 se escogen apropiadamente para alcanzar los requerimientos de estabilidad (obtener un polinomio Hurwitz) y desempeño (altas ganancias para respuesta rápida), estableciendo las dinámicas del error de seguimiento. Así mismo, los parámetros de diseño del observador l_0, \dots, l_3 son escogidos teniendo en cuenta que las dinámicas del *RESO* tienen que ser más rápidas que las dinámicas del controlador. En el Anexo A se muestra el código implementado para obtener los valores de dichos parámetros.

3.2.3. Equivalencia teórica entre el enfoque *ADRC* y el *GPI* Robusto

A partir de los resultados teóricos presentados en [80, 59, 58], se muestra la equivalencia teórica entre el *ADRC* propuesto y su correspondiente *GPI* robusto.

Primero, para el diseño de un *GPI* Robusto que pueda manejar perturbaciones periódicas (caracterizadas por ω) y perturbaciones constantes, proponemos la estructura de controlador presentada en (3-14).

$$C(s) = -\frac{1}{\beta} \frac{N(s)}{s(s^2 + \omega^2)D(s)}. \quad (3-14)$$

Ahora, a partir de (3-4) y tomando $e = y - y^*$, tenemos:

$$\begin{aligned} \ddot{y} - \ddot{y}^* &= \beta u + \delta - \ddot{y}^* \\ \ddot{e} &= \beta u + \delta_m \\ s^2 E(s) &= \beta U(s) + \delta_m(s). \end{aligned} \quad (3-15)$$

Es importante notar que el término de perturbación δ_m tiene la misma estructura definida con anterioridad (es decir, una combinación lineal entre una constante y un componente sinusoidal con frecuencia ω) debido a que el término \ddot{y}^* es un componente sinusoidal de frecuencia ω . También sabemos que:

$$U(s) = C(s) * E(s), \quad (3-16)$$

entonces, reemplazando en (3-15) las ecuaciones (3-16) y (3-14):

$$\begin{aligned} s^2 E(s) &= \beta \left[-\frac{1}{\beta} \frac{N(s)}{s(s^2 + \omega^2)D(s)} \right] * E(s) + \delta_m(s) \\ [(s^5 + \omega^2 s^3)D(s) + N(s)] E(s) &= s(s^2 + \omega^2)D(s)\delta_m(s). \end{aligned} \quad (3-17)$$

Seleccionamos un polinomio de grado 1 para $D(s)$, por lo cual el polinomio $N(s)$ debe ser de grado 3 para definir arbitrariamente los polos de la dinámica del error. Por lo tanto:

$$((s^5 + \omega^2 s^3)(s + \alpha_5) + (\alpha_4 s^4 + \alpha_3 s^3 + \alpha_2 s^2 + \alpha_1 s + \alpha_0))E(s) = s(s^2 + \omega^2)(s + \alpha_5)\delta_m(s). \quad (3-18)$$

En este punto, podemos obtener la función de transferencia $E(s)/\delta_m(s)$ como se muestra:

$$\frac{E(s)}{\delta_m(s)} = \frac{s(s^2 + \omega^2)(s + \alpha_5)}{s^6 + \alpha_5 s^5 + (\omega^2 + \alpha_4)s^4 + (\omega^2 \alpha_5 + \alpha_3)s^3 + \alpha_2 s^2 + \alpha_1 s + \alpha_0} \quad (3-19)$$

donde es claro que el denominador definirá la dinámica del error. La equivalencia entre este diseño y el presentado en la subsección anterior está basado en mostrar que la función de transferencia obtenida en (3-19) es la misma.

Ahora, de (3-6) podemos escribir la dinámica del sistema como:

$$\begin{aligned}
 \dot{x}_1 &= x_2 \\
 \dot{x}_2 &= \beta u + \xi_1 + \xi_2 \\
 \dot{x}_3 &= \dot{\xi}_1 \\
 \dot{x}_4 &= \dot{\xi}_2 \\
 \dot{x}_5 &= \ddot{\xi}_2.
 \end{aligned} \tag{3-20}$$

De forma similar, la dinámica de z puede escribirse como:

$$\begin{aligned}
 \dot{z}_1 &= -l_3 z_1 + \xi_1 + \xi_2 & -l_3^2 x_1 & + \beta u \\
 \dot{z}_2 &= -l_2 z_1 + \dot{\xi}_1 & -l_2 l_3 x_1 & \\
 \dot{z}_3 &= -l_1 z_1 + z_4 & +(l_0 - l_1 l_3) x_1 & \\
 \dot{z}_4 &= -l_0 z_1 + \ddot{\xi}_2 & -(w^2 l_1 + l_0 l_3) x_1 & .
 \end{aligned} \tag{3-21}$$

El RESO está definido como:

$$\begin{aligned}
 \dot{\hat{z}}_1 &= -l_3 \hat{z}_1 + \hat{z}_2 + l_2 x_1 + \hat{z}_3 + l_1 x_1 & -l_3^2 x_1 & + \beta u \\
 \dot{\hat{z}}_2 &= & -l_2 \hat{z}_1 & -l_2 l_3 x_1 \\
 \dot{\hat{z}}_3 &= & -l_1 \hat{z}_1 + \hat{z}_4 & +(l_0 - l_1 l_3) x_1 \\
 \dot{\hat{z}}_4 &= & -l_0 \hat{z}_1 - \omega^2 (\hat{z}_3 + l_1 x_1) & -(w^2 l_1 + l_0 l_3) x_1 .
 \end{aligned} \tag{3-22}$$

Definiendo $e_{o1} = z_1 - \hat{z}_1$, $e_{o2} = z_2 - \hat{z}_2$, $e_{o3} = z_3 - \hat{z}_3$ y $e_{o4} = z_4 - \hat{z}_4$, las dinámicas de los errores de observación son:

$$\begin{aligned}
 \dot{e}_{o1} &= -l_3 e_{o1} + \xi_1 + \xi_2 - \hat{z}_2 - l_2 x_1 - \hat{z}_3 - l_1 x_1 \\
 \dot{e}_{o2} &= & -l_2 e_{o1} + \dot{\xi}_1 \\
 \dot{e}_{o3} &= & -l_1 e_{o1} + e_{o4} \\
 \dot{e}_{o4} &= & -l_0 e_{o1} + \ddot{\xi}_2 + \omega^2 (\hat{z}_3 + l_1 x_1).
 \end{aligned} \tag{3-23}$$

De (3-7), sabemos que $\hat{x}_3 = \hat{z}_2 + l_2 x_1$, $\hat{x}_4 = \hat{z}_3 + l_1 x_1$ y que $e_{on} = x_{n+1} - \hat{x}_{n+1}$ para cualquier $n = 1, 2, 3, 4$. Adicionalmente, desde su definición sabemos que $\delta = \xi_1 + \xi_2$. Finalmente, sumando y restando x_3 y x_4 en la primera línea, y ωx_4 en la cuarta línea, tenemos:

$$\begin{aligned}
\dot{e}_{o1} &= -l_3 e_{o1} + \delta - \hat{x}_3 - \hat{x}_4 + x_3 - x_3 + x_4 - x_4 \\
\dot{e}_{o2} &= -l_2 e_{o1} + \dot{\xi}_1 \\
\dot{e}_{o3} &= -l_1 e_{o1} + e_{o4} \\
\dot{e}_{o4} &= -l_0 e_{o1} + \ddot{\xi}_2 + \omega^2 \hat{x}_4 + \omega^2 x_4 - \omega^2 x_4.
\end{aligned} \tag{3-24}$$

$$\begin{aligned}
\dot{e}_{o1} &= -l_3 e_{o1} + e_{o2} + e_{o3} + \delta - x_3 - x_4 \\
\dot{e}_{o2} &= -l_2 e_{o1} + \dot{\xi}_1 \\
\dot{e}_{o3} &= -l_1 e_{o1} + e_{o4} \\
\dot{e}_{o4} &= -l_0 e_{o1} - \omega^2 e_{o3} + \ddot{\xi}_2 + \omega^2 x_4.
\end{aligned} \tag{3-25}$$

Tomando la derivada de la tercera línea en (3-25), reemplazando la cuarta línea en ella y tomando la derivada nuevamente, tenemos:

$$\begin{aligned}
\ddot{e}_{o3} &= -l_1 \dot{e}_{o1} + \dot{e}_{o4} \\
\ddot{e}_{o3} &= -l_1 \dot{e}_{o1} - l_0 e_{o1} - \omega^2 e_{o3} + \ddot{\xi}_2 + \omega^2 x_4 \\
\ddot{e}_{o3} + \omega^2 e_{o3} &= -l_1 \dot{e}_{o1} - l_0 e_{o1} + \ddot{\xi}_2 + \omega^2 x_4 \\
e_{o3}^{(3)} + \omega^2 \dot{e}_{o3} &= -l_1 \ddot{e}_{o1} - l_0 \dot{e}_{o1} + \dot{\xi}_2^{(3)} + \omega^2 \dot{x}_4.
\end{aligned} \tag{3-26}$$

Tomando la derivada de la primera línea en (3-25) y reemplazando la segunda línea en ella, tenemos:

$$\begin{aligned}
\ddot{e}_{o1} &= -l_3 \dot{e}_{o1} + \dot{e}_{o2} + \dot{e}_{o3} + \dot{\delta} - \dot{x}_3 - \dot{x}_4 \\
\ddot{e}_{o1} &= -l_3 \dot{e}_{o1} - l_2 e_{o1} + \dot{\xi}_1 + \dot{e}_{o3} + \dot{\delta} - \dot{x}_3 - \dot{x}_4. \\
\ddot{e}_{o1} &= -l_3 \dot{e}_{o1} - l_2 e_{o1} + \dot{e}_{o3} + \dot{\delta} - \dot{x}_4
\end{aligned} \tag{3-27}$$

Finalmente, aplicando el operador $D^2 + \omega^2$ a la última línea en (3-27), donde D es el operador derivada, y reemplazando la última línea de (3-26) en ella, tenemos:

$$\begin{aligned}
e_{o1}^{(4)} + \omega^2 \ddot{e}_{o1} &= -l_3 e_{o1}^{(3)} - \omega^2 l_3 \dot{e}_{o1} - l_2 \ddot{e}_{o1} - \omega^2 l_2 e_{o1} \\
&\quad + e_{o3}^{(3)} + \omega^2 \dot{e}_{o3} \\
&\quad + \delta^{(3)} + \omega^2 \dot{\delta} - x_4^{(3)} - \omega^2 \dot{x}_4 \\
e_{o1}^{(4)} + \omega^2 \ddot{e}_{o1} &= -l_3 e_{o1}^{(3)} - \omega^2 l_3 \dot{e}_{o1} - l_2 \ddot{e}_{o1} - \omega^2 l_2 e_{o1} \\
&\quad - l_1 \ddot{e}_{o1} - l_0 \dot{e}_{o1} + \dot{\xi}_2^{(3)} + \omega^2 \dot{x}_4 \\
&\quad + \delta^{(3)} + \omega^2 \dot{\delta} - x_4^{(3)} - \omega^2 \dot{x}_4 \\
e_{o1}^{(4)} + l_3 e_{o1}^{(3)} &= -(\omega^2 + l_2 + l_1) \ddot{e}_{o1} - (\omega^2 l_3 + l_0) \dot{e}_{o1} \\
&\quad - \omega^2 l_2 e_{o1} + \delta^{(3)} + \omega^2 \dot{\delta}.
\end{aligned} \tag{3-28}$$

Aplicando la transformada de Laplace a la última línea en (3-28), tenemos:

$$(s^4 + l_3s^3 + (\omega^2 + l_2 + l_1)s^2 + (\omega^2l_3 + l_0)s + \omega^2l_2)E_{o1}(s) = s(s^2 + \omega^2)\delta(s). \quad (3-29)$$

Obtenemos $E_{o1}(s)$ en términos de $\delta(s)$.

$$E_{o1}(s) = \frac{s(s^2 + \omega^2)\delta(s)}{s^4 + l_3s^3 + (\omega^2 + l_2 + l_1)s^2 + (\omega^2l_3 + l_0)s + \omega^2l_2} \quad (3-30)$$

Ahora, de la ecuación (3-11), tenemos la ley de control propuesta en el enfoque ADRC. Reemplazando el sistema descrito en (3-4) y con un poco de álgebra, obtenemos:

$$\begin{aligned} u &= \frac{1}{\beta} [-\hat{x}_3 - \hat{x}_4 + \dot{y}^* - k_1(\hat{x}_2 - \dot{y}^*) - k_0(y - y^*)] \\ \beta u &= -\hat{x}_3 + x_3 - x_3 + x_4 - x_4 - \hat{x}_4 \\ &\quad + \dot{y}^* - k_1(x_2 - x_2 + \hat{x}_2 - \dot{y}^*) - k_0(y - y^*) \\ \beta u + x_3 + x_4 &= e_{o2} + e_{o3} + \dot{y}^* \\ &\quad + k_1e_{o1} - k_1\dot{e} - k_0e \\ \dot{y} - \dot{y}^* &= e_{o2} + e_{o3} + k_1e_{o1} - k_1\dot{e} - k_0e \\ \ddot{e} + k_1\dot{e} + k_0e &= e_{o2} + e_{o3} + k_1e_{o1}. \end{aligned} \quad (3-31)$$

Aplicando la transformada de Laplace:

$$(s^2 + k_1s + k_0)E(s) = E_{o2}(s) + E_{o3}(s) + k_1E_{o1}(s). \quad (3-32)$$

De la ecuación (3-10) sabemos que:

$$\begin{aligned} sE_{o1}(s) &= -l_3E_{o1}(s) + E_{o2}(s) + E_{o3}(s) \\ (s + l_3)E_{o1}(s) &= +E_{o2}(s) + E_{o3}(s). \end{aligned} \quad (3-33)$$

Reemplazando (3-33) en (3-32) obtenemos:

$$\begin{aligned} (s^2 + k_1s + k_0)E(s) &= (s + l_3)E_{o1}(s) + k_1E_{o1}(s) \\ (s^2 + k_1s + k_0)E(s) &= (s + l_3 + k_1)E_{o1}(s). \end{aligned} \quad (3-34)$$

Finalmente, reemplazando el resultado obtenido en (3-30) en (3-34) tenemos:

$$(s^2 + k_1s + k_0)E(s) = \frac{s(s^2 + \omega^2)(s + l_3 + k_1)\delta(s)}{s^4 + l_3s^3 + (\omega^2 + l_2 + l_1)s^2 + (\omega^2l_3 + l_0)s + \omega^2l_2}. \quad (3-35)$$

Operando obtenemos la función de transferencia entre la perturbación generalizada y el error:

$$\begin{aligned} \frac{E(s)}{\delta(s)} &= \frac{s(s^2 + \omega^2)(s + k_1 + l_3)}{s^6 + (k_1 + l_3)s^5 + (k_1l_3 + k_0 + \omega^2 + l_2 + l_1)s^4} \\ &\quad + \frac{[k_1(\omega^2 + l_2 + l_1) + k_0l_3 + \omega^2l_3 + l_0]s^3}{[k_1(\omega^2l_3 + l_0) + k_0(\omega^2 + l_2 + l_1) + \omega^2l_2]s^2} \\ &\quad + \frac{[k_1\omega^2l_2 + k_0(\omega^2l_3 + l_0)]s + k_0\omega^2l_2}{[k_1\omega^2l_2 + k_0(\omega^2l_3 + l_0)]s + k_0\omega^2l_2}. \end{aligned} \quad (3-36)$$

La equivalencia, obtenida en (3-19) y (3-36), yace en el hecho de que desde dos enfoques diferentes (ADRC basado en RESO y GPI Robusto) la función de transferencia entre la perturbación generalizada y el error $\frac{E(s)}{\delta(s)}$ es la misma (haciendo coincidir los coeficientes con valores apropiados de los α_n).

3.3. Control primario de ángulo de potencia y eliminación del nivel secundario

Acorde al paradigma estructurado del control jerárquico, el control en el nivel primario es el encargado de realizar una repartición de potencia apropiada a partir de la modificación de los valores nominales de A y f de la señal sinusoidal del voltaje. Posteriormente, el nivel secundario se encarga de corregir estas desviaciones para volver a la operación nominal. Sin embargo, aprovechando el hecho de que consideramos que nuestro sistema tiene inercia cero, rompemos este paradigma y establecemos un control de potencia para cada generador de forma descentralizada a partir de la modificación del ángulo de fase ϕ de la referencia entregada al nivel cero.

En consecuencia evidente de lo anterior, no se generan desviaciones en los valores nominales de A y f de la señal sinusoidal del voltaje, lo cual elimina la necesidad de un nivel secundario. En este sentido, el enfoque de control propuesto supone un esquema que utiliza sólo dos niveles de control (control cero *ADRC* y control primario de ángulo de potencia) para los tres niveles convencionales (control cero, primario y secundario).

Es importante mencionar, que este nuevo esquema de control es posible debido a la naturaleza del control nivel cero (*ADRC*), ya que fue diseñado para poder lidiar con todo tipo de perturbaciones y mantener de forma robusta la amplitud y frecuencia de la señal sinusoidal requerida para las cargas.

3.3.1. Modelo del sistema y consideraciones

El modelo de un generador distribuido conectado a un bus AC es mostrado en la Figura 3-3, donde: A y ϕ_{inv} corresponden a la amplitud y a la fase del voltaje entregado por el generador, Z y θ corresponden con la amplitud y fase de la impedancia de salida (cuyas componentes real e imaginaria son R y X respectivamente), S corresponde a la potencia aparente (cuyas componentes real e imaginaria son la potencia activa P y la potencia reactiva Q , respectivamente) entregada por el generador al bus AC, y A_{grid} y ϕ_{grid} corresponden a la amplitud y a la fase del voltaje en el bus AC.

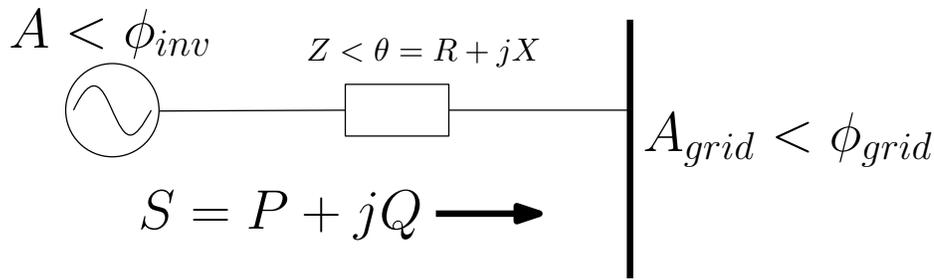


Figura 3-3.: Modelo de generador conectado a un bus AC. Fuente: Autor.

Dentro de las consideraciones para el diseño del controlador tenemos [1]:

- El sistema posee suficientes dispositivos de almacenamiento de energía (baterías) para que el sistema pueda generar en todo momento la amplitud de voltaje requerida.
- El sistema tiene inversores dimensionados apropiadamente para brindar la corriente que demanda el sistema.

Bajo el cumplimiento de los dos puntos anteriores, el sistema puede plantearse sin inercia, es decir, sin generadores sincrónicos.

3.3.2. Diseño del controlador

El objetivo de este nivel es modificar el ángulo de fase ϕ de la referencia que se entrega al nivel cero *ADRC* para garantizar un apropiado control de la potencia. En este sentido, el objetivo consiste en que los generadores entreguen la mayor cantidad de potencia activa, y esto se logra sincronizando la salida del voltaje del generador a la del bus AC (factor de potencia unitario). Para lograr tal fin, la fase del bus AC es medida, se compara con la fase del generador, se determina el error del ángulo de fase y este error es inyectado en la señal de referencia que será entregada al nivel cero. Gracias a que nuestro sistema posee inercia cero, el cambio de fase puede realizarse de esta manera por la naturaleza de funcionamiento de los inversores (eliminando así la necesidad de usar el concepto *droop*). En la Figura 3-4

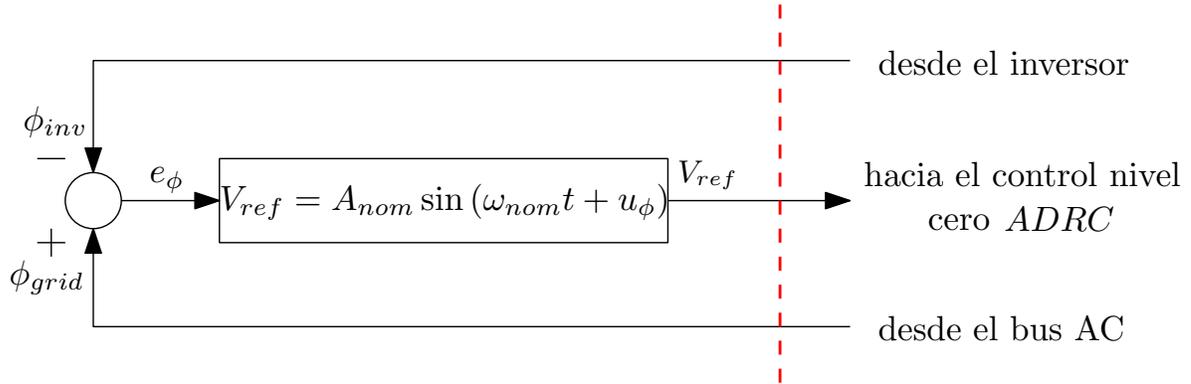


Figura 3-4.: Esquemático del control primario de ángulo de potencia propuesto. Fuente: Autor.

y en la ecuación (3-37) se presenta el concepto del control propuesto, donde A_{nom} y ω_{nom} corresponden con los valores nominales del sistema.

$$V_{ref} = A_{nom} \sin(\omega_{nom}t + u_{\phi}) \tag{3-37}$$

$$u_{\phi} = e_{\phi} = \phi_{grid} - \phi_{inv}$$

Es importante recordar que la naturaleza de este control es descentralizada, ya que sólo necesitamos hacer medición local de la fase del bus AC en el punto en donde el generador es conectado. Adicionalmente, por definición, este control permite una apropiada sincronización entre los generadores, tanto en modo isla como en modo conectado a la red, eliminando la necesidad de un *PLL* (*Phase Locked Loop*) para tal fin.

3.3.3. Integración con el nivel cero: Nuevo paradigma descentralizado

En síntesis, en la Figura 3-5 se presenta el esquemático del nuevo paradigma propuesto. Este nuevo paradigma descentralizado logra cumplir de forma robusta con los siguientes objetivos de control en la operación de *MGs*:

- Regulación de la señal sinusoidal de voltaje requerida en el bus AC para el correcto funcionamiento de las cargas en la *MG* (manteniendo en todo momento los valores en la amplitud y frecuencia nominales de forma robusta gracias al enfoque *ADRC*).
- Maximización de la potencia activa que entrega cada *DG* al bus AC buscando un factor de potencia unitario.

- Sincronización entre los generadores que componen la *MG*. Esta sincronización aplica tanto en el escenario de operación en modo isla, como en el escenario de operación en modo conectado a la red.

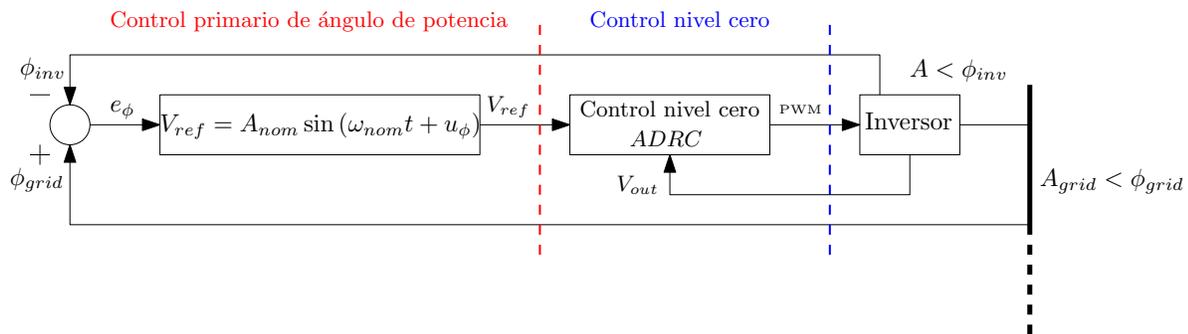


Figura 3-5.: Esquemático del nuevo paradigma de control descentralizado para operación de microrredes basado en el enfoque de control *ADRC*. Fuente: Autor.

La validación, evaluación, análisis y conclusiones del esquema propuesto se presentan con detalle en las secciones siguientes. A continuación, el capítulo siguiente presenta los resultados de simulación para diferentes escenarios en los cuáles se **valida** el funcionamiento del nuevo paradigma de control propuesto.

4. Resultados de simulación

En este capítulo se detallan cada uno de los modelos implementados (junto a los componentes que los integran) en Simulink de Matlab[®], se especifican los escenarios de simulación, y se presentan las gráficas de los resultados obtenidos. El *benchmark* elaborado y las simulaciones se realizaron en un computador con sistema operativo Windows 10 con procesador AMD de 3.70 GHz y 16 GB de RAM. El paso temporal utilizado en Matlab fue fijo de 10 nanosegundos con ODE4 Runge-Kutta.

4.1. Estructura de la *MG* y escenarios para simulación

4.1.1. Estructura del control nivel cero

En la Figura 4-1 se encuentra el diagrama de bloques, implementado en Simulink, del control nivel cero para una *MG*. Al ser un control de este nivel, como se apreció en el capítulo de diseño, el modelo corresponde al de un inversor.

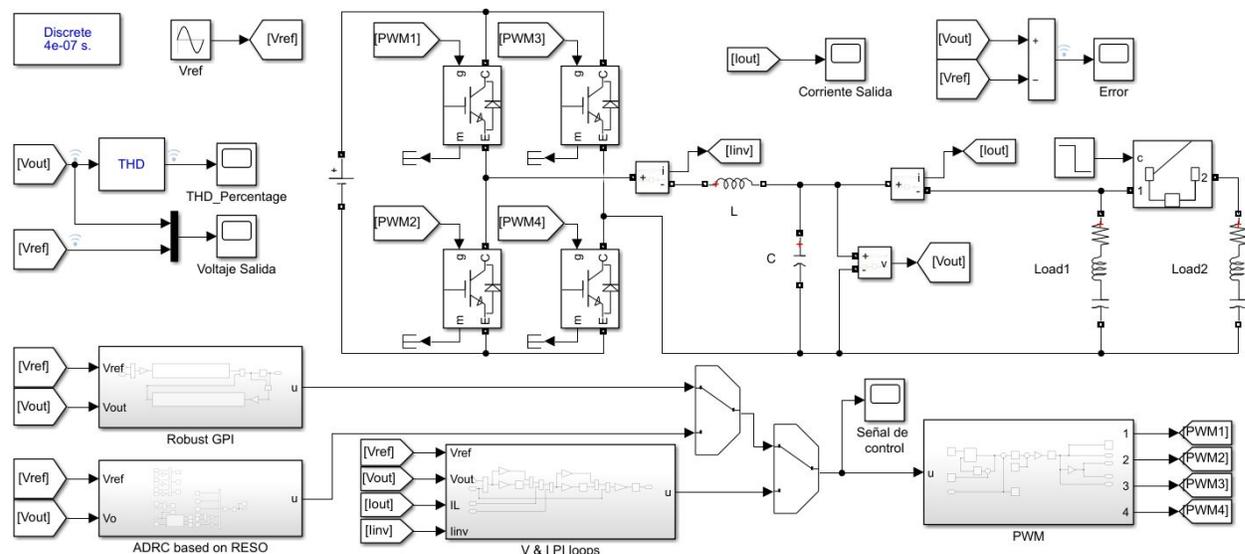


Figura 4-1.: Diagrama de bloques implementado en Simulink del inversor monofásico con carga no-lineal.

El observador de estado reducido (*RESO*) se muestra en la Figura 4-2 y el controlador se muestra en la Figura 4-3, acorde con las ecuaciones (3-9) y (3-11) respectivamente. El

modelo de este sistema se generó a partir del mostrado en la Figura 3-1, donde se coloca una carga RLC en serie a la salida del inversor y un *breaker* se activa para conectar la segunda carga RLC en paralelo a la primera, emulando una carga no-lineal. Los valores de los componentes y el código implementado están en el Anexo A.

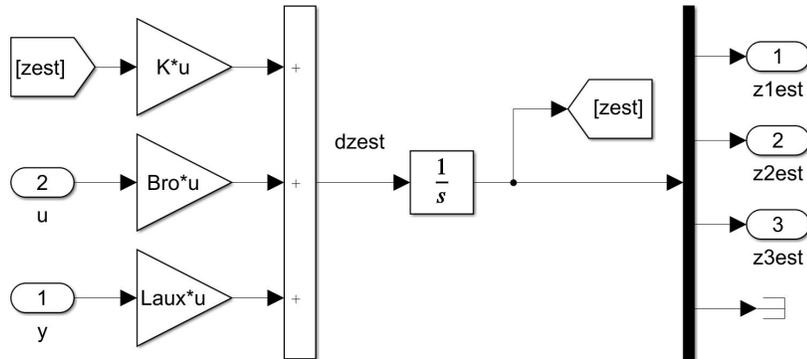


Figura 4-2.: Estructura del RESO implementado.

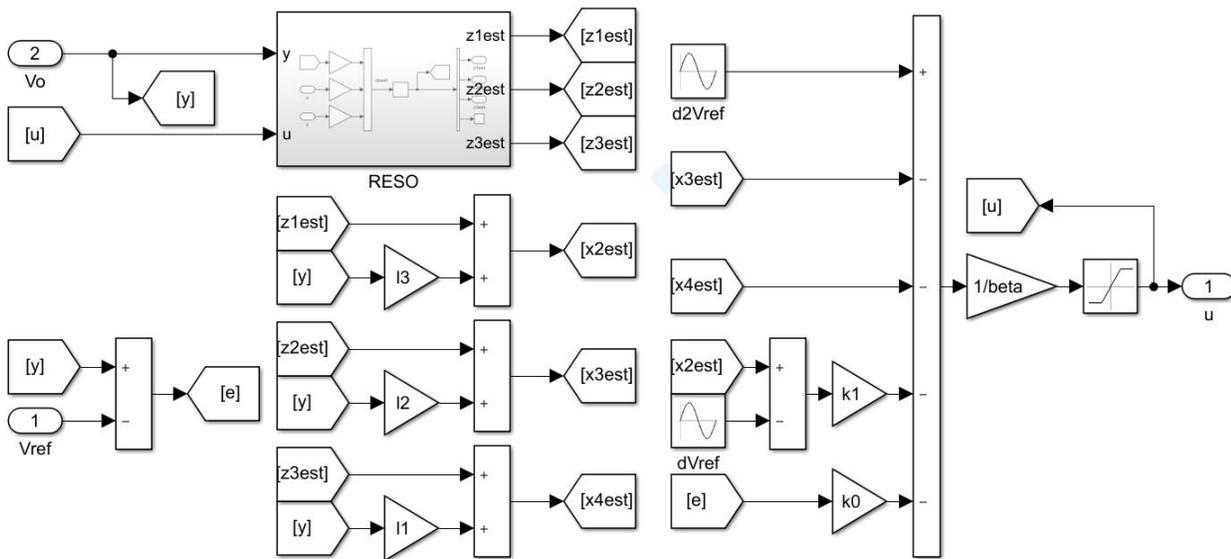


Figura 4-3.: Estructura del ADRC implementado.

En la Figura 4-4 se muestra el esquema del controlador PI usado comúnmente para el control en este nivel [11, 38, 48, 70] y en la Figura 4-5 se muestra el esquema del controlador GPI Robusto. Debido al problema intrínseco del *wind-up* que posee el componente integral del controlador propuesto en (3-14), se realizó una descomposición en fracciones parciales para dar un tratamiento a este fenómeno por medio de un reinicio del integrador al presentarse un cambio de signo en la señal de error. Los valores de los controladores se especifican en el Anexo A.

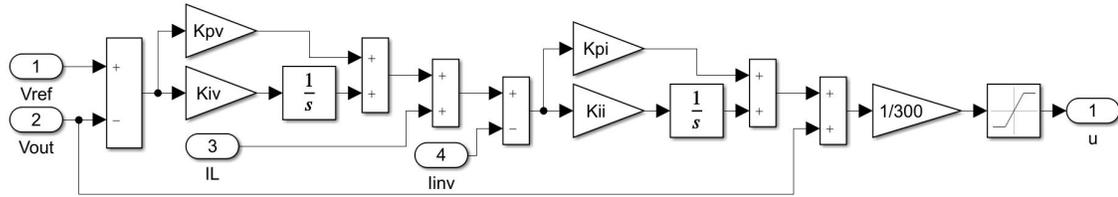


Figura 4-4.: Estructura del controlador PI implementado.

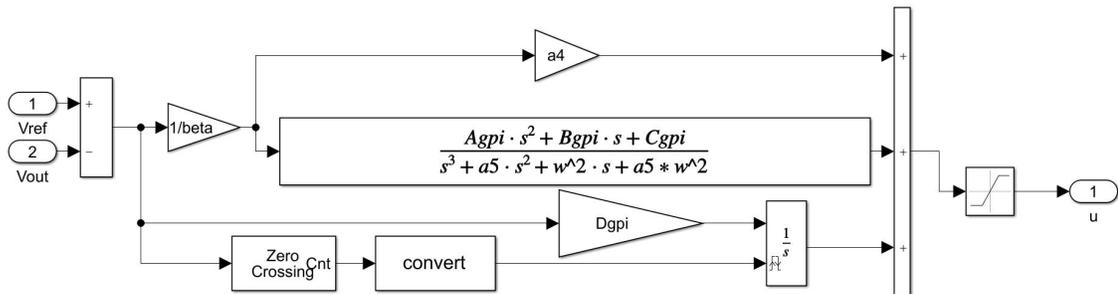


Figura 4-5.: Estructura del controlador GPI robusto con lazo de control de saturación.

4.1.2. Escenarios de simulación para el control nivel cero

Para la evaluación del desempeño de los controladores en este nivel se planteó el siguiente escenario:

1. **Carga no lineal:** Este escenario toma como constante el valor del generador DC y presenta una variación no lineal de la carga, conectando una carga en paralelo mediante un *breaker* en $t = 0,03s$.

4.1.3. Estructura del control nivel primario

En la Figura 4-6 se presenta el diagrama de bloques implementado en Simulink de una *MG* para la simulación del esquema de control propuesto. La *MG* implementada consta de tres generadores distribuidos (bloques púrpura) que son de naturaleza fotovoltaica y que están conectados por medio de *breakers* y sus respectivas líneas de transmisión al bus AC. En la parte superior central se puede ver la red principal (*main grid*) y en la parte lateral derecha están conectadas las cargas (bloques naranjas) igualmente por medio de *breakers* y sus respectivas líneas de transmisión al bus AC. En la parte superior izquierda está ubicado un *PLL* que es usado como sensor para realizar las mediciones de la amplitud, fase y frecuencia del voltaje de la *MG*. Finalmente, en la parte inferior izquierda está el control secundario centralizado (bloque rojo) que hace parte del esquema convencional que servirá como punto de comparación.

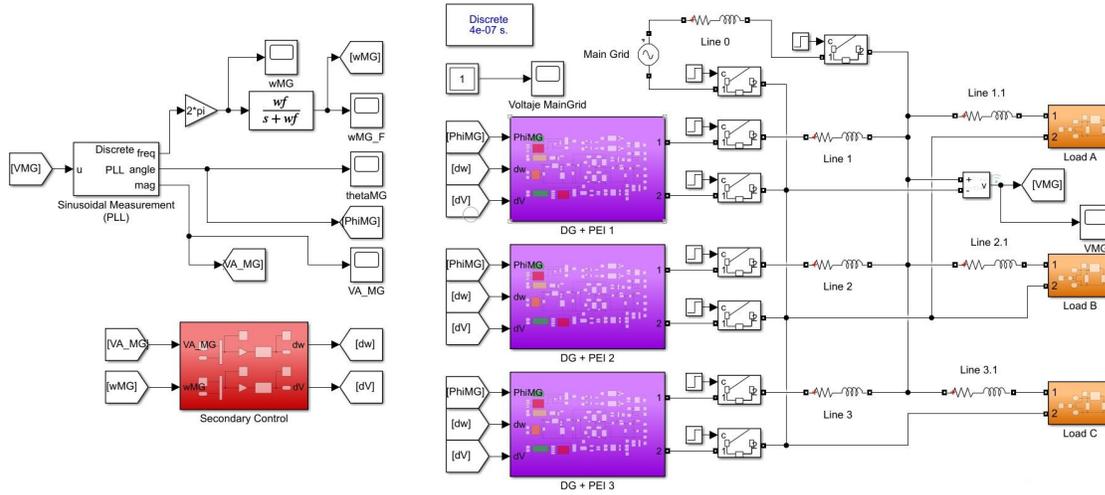


Figura 4-6.: Estructura de la *MG* implementada en Simulink.

El modelo del generador distribuido implementado se muestra en la Figura 4-7. El bloque amarillo corresponde a un control *ADRC* para un convertidor reductor (o mejor conocido como *buck converter*) que fue diseñado empleando la misma metodología presentada en el capítulo anterior para mantener un voltaje de 300V a la entrada del inversor. Los bloques rojos corresponden al control nivel cero PI y al control primario *droop*, mientras que los bloques verdes corresponden al control nivel cero *ADRC* y al control primario de ángulo de potencia. Pueden observarse también varios bloques empleados para realizar el seguimiento y obtención las variables de interés del sistema (V , I , P , Q , etc.).

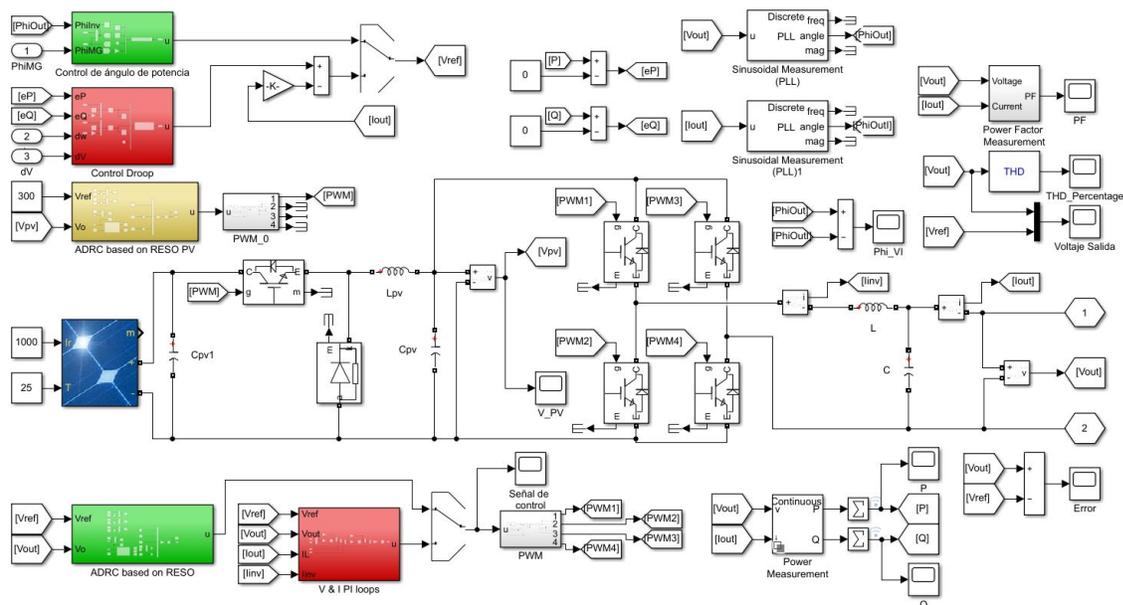


Figura 4-7.: Estructura del generador implementado en Simulink.

En la Figura 4-8 se muestra la estructura del bloque de control *droop*. Los términos dV y dw son los términos de corrección enviados por el control secundario para corregir las desviaciones en los valores nominales de amplitud y frecuencia del voltaje.

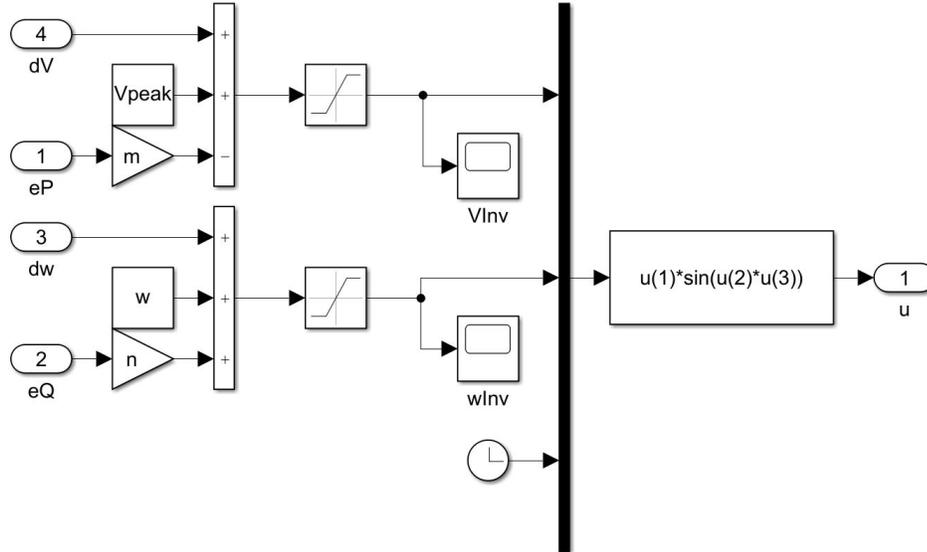


Figura 4-8.: Estructura del control droop implementado en Simulink.

En la Figura 4-9 se muestra la estructura del bloque de control de ángulo de potencia propuesto acorde al diseño propuesto en (3-37).

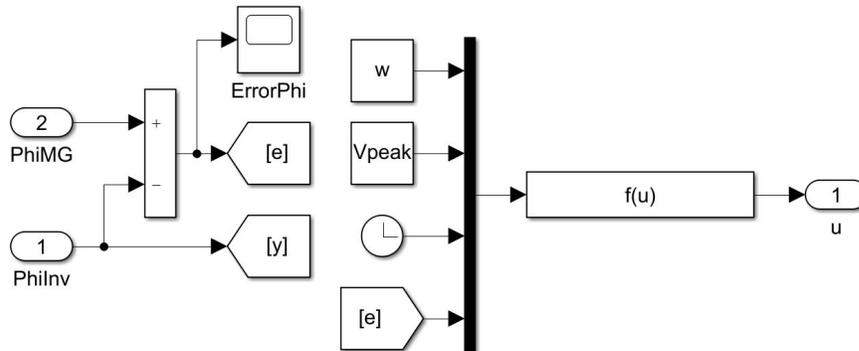


Figura 4-9.: Estructura del control de ángulo de potencia implementado en Simulink.

En la Figura 4-10 se presenta el esquemático del bloque de carga implementado. El *breaker* permite la conexión o desconexión de una carga adicional en paralelo para emular un comportamiento no lineal según el escenario de simulación.

Los valores de todos los parámetros de la *MG* (líneas de transmisión, cargas, paneles solares, etc.) y de los controladores implementados se especifican en el Anexo B. Finalmente, es importante mencionar que para asegurar la implementación de la *MG* con cero inercia, todos

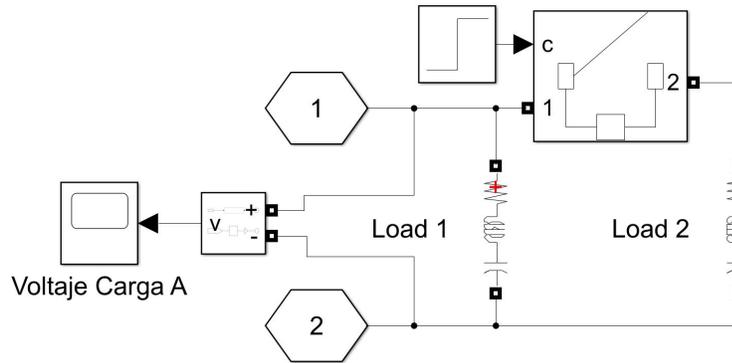


Figura 4-10.: Estructura de la carga implementada en Simulink.

los generadores son únicamente fotovoltaicos, los valores de temperatura e irradianza permanecen constantes para garantizar los niveles de voltaje requeridos (de esta forma emulamos el uso de baterías), y los inversores y paneles solares están dimensionados apropiadamente para brindar la corriente (potencia/energía) requerida por el sistema.

4.1.4. Escenarios de simulación para el nuevo esquema de control propuesto

Para la evaluación del desempeño del esquema de control propuesto y el esquema de control clásico se plantean los siguientes escenarios:

A) Escenarios bajo sincronización: Los generadores y la red principal están sincronizados (misma fase).

1. **Transición de modo isla a modo conectado a la red:** Los tres generadores inician su funcionamiento en modo isla durante el primer intervalo de tiempo (0 – 0,07 segundos) y luego la red principal es conectada durante el segundo intervalo de tiempo (0,07 – 0,14 segundos).
2. **Transición de modo conectado a la red a modo isla:** Los tres generadores inician su funcionamiento en modo conectado a la red durante el primer intervalo de tiempo (0–0,07 segundos) y luego la red principal es desconectada durante el segundo intervalo de tiempo (0,07 – 0,14 segundos).
3. **Desconexión/Falla de generador en modo isla:** Los tres generadores inician su funcionamiento en modo isla durante el primer intervalo de tiempo (0 – 0,07 segundos) y luego uno de los generadores es desconectado durante el segundo intervalo de tiempo (0,07 – 0,14 segundos).

4. **Conexión/Inclusión de generador en modo isla:** Dos generadores inician su funcionamiento en modo isla durante el primer intervalo de tiempo ($0 - 0,07$ segundos) y luego el otro generador es conectado durante el segundo intervalo de tiempo ($0,07 - 0,14$ segundos).
5. **Desconexión de carga en modo isla:** Los tres generadores inician su funcionamiento en modo isla con una carga de $37kW$ en la *MG* durante el primer intervalo de tiempo ($0 - 0,07$ segundos) y luego se desconecta una carga en paralelo de $18,5kW$ de la *MG* durante el segundo intervalo de tiempo ($0,07 - 0,14$ segundos).
6. **Conexión/Inclusión de carga adicional en modo isla:** Los tres generadores inician su funcionamiento en modo isla con una carga de $18,5kW$ en la *MG* durante el primer intervalo de tiempo ($0 - 0,07$ segundos) y luego se conecta en paralelo una carga adicional de $18,5kW$ a la *MG* durante el segundo intervalo de tiempo ($0,07 - 0,14$ segundos).

B) Escenarios bajo desfase: Los generadores y la red principal no están sincronizados entre sí (diferentes fases para cada uno).

1. **Transición de modo isla a modo conectado a la red:** Los tres generadores inician su funcionamiento en modo isla con diferentes fases, $\phi_{DG1} = -5^\circ$, $\phi_{DG2} = 5^\circ$ y $\phi_{DG3} = 0^\circ$, durante el primer intervalo de tiempo ($0 - 0,07$ segundos) y luego la red principal es conectada, con fase $\phi_{grid} = 10^\circ$, durante el segundo intervalo de tiempo ($0,07 - 0,14$ segundos).
2. **Conexión/Inclusión de generadores en modo conectado a la red:** La *MG* está funcionando sin generadores en el primer intervalo de tiempo ($0 - 0,07$ segundos) y luego los generadores son conectados en el segundo intervalo de tiempo ($0,07 - 0,14$ segundos). Los valores iniciales de las fases de cada componente son: $\phi_{DG1} = -90^\circ$, $\phi_{DG2} = 90^\circ$, $\phi_{DG3} = 0^\circ$ y $\phi_{grid} = 180^\circ$. Los generadores tienen acceso a la fase de la *MG* desde el instante cero.

La mayoría de los escenarios se plantearon en modo isla debido a la criticidad de su operación bajo este modo, ya que la red principal es una ayuda importante.

4.2. Resultados obtenidos

4.2.1. Resultados control nivel cero

Los resultados presentados corresponden al único escenario considerado para este nivel: **Carga no lineal**:

En la Figura 4-11, Figura 4-12 y Figura 4-13 se presentan las gráficas del voltaje de salida con el controlador *ADRC*, el *GPI* equivalente y el controlador PI clásico, respectivamente. Se observa que todos los controladores siguen la referencia sinusoidal de forma satisfactoria y manejan la perturbación con un corto transitorio.

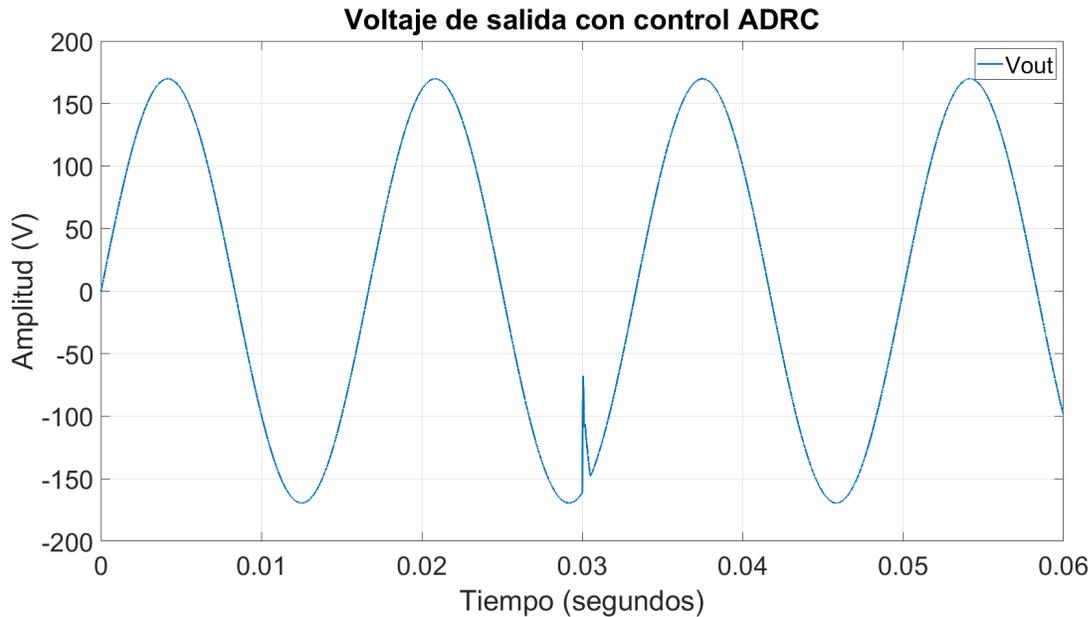


Figura 4-11.: Voltaje de salida del inversor implementando el control *ADRC*.

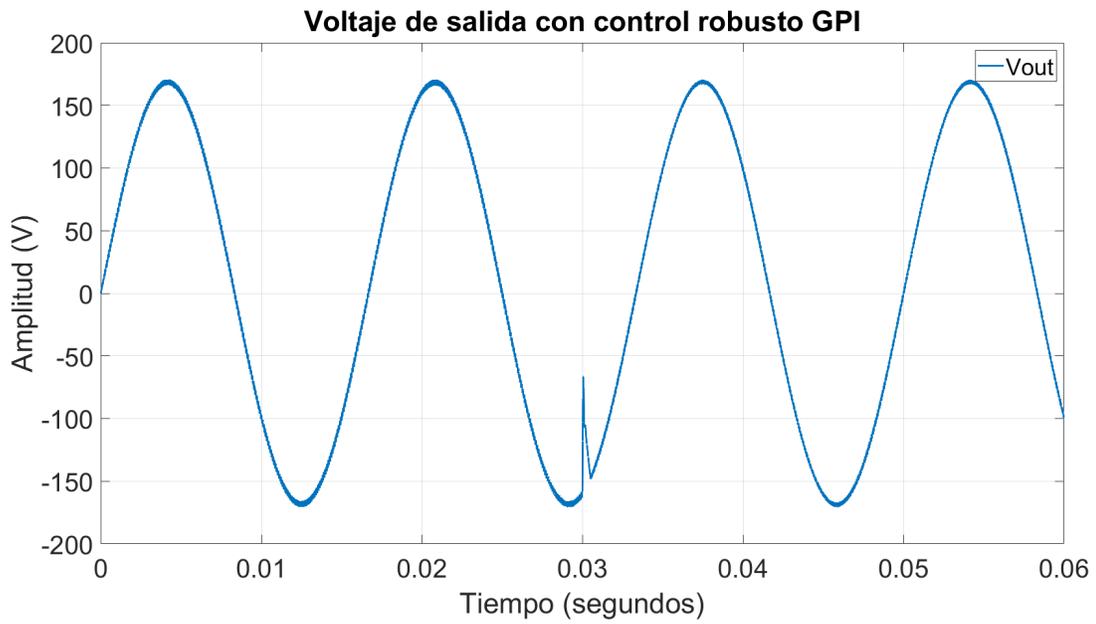


Figura 4-12.: Voltaje de salida del inversor implementando el control GPI equivalente.

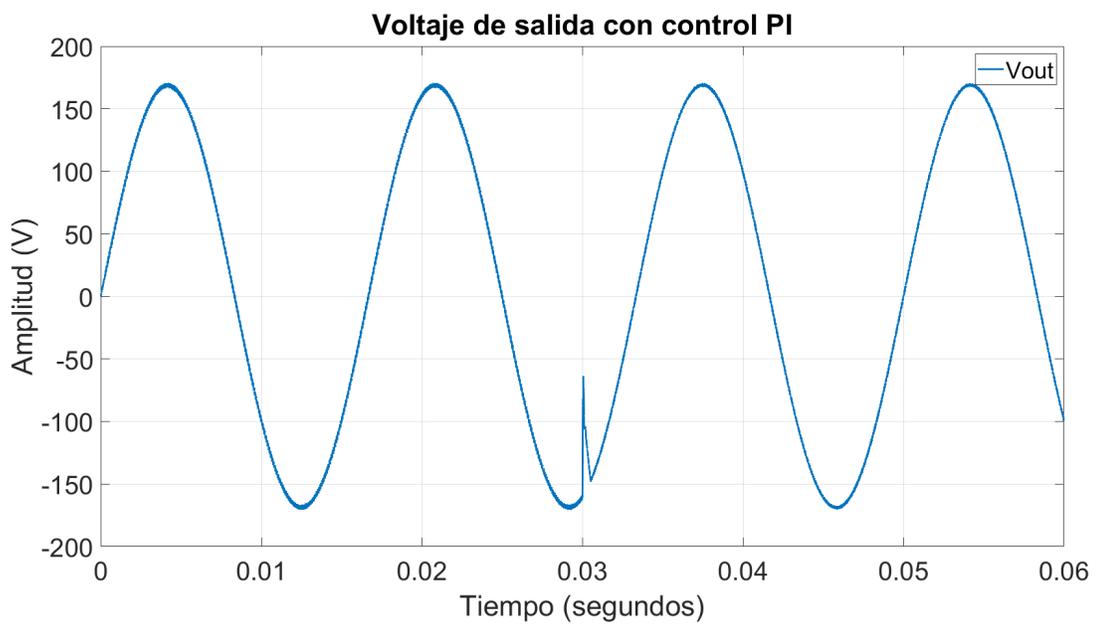


Figura 4-13.: Voltaje de salida del inversor implementando el control PI.

En la Figura 4-14, Figura 4-15 y Figura 4-16 se presentan las gráficas del error total. Se observa que todos los controladores tienen un pico de error similar debido a la perturbación.

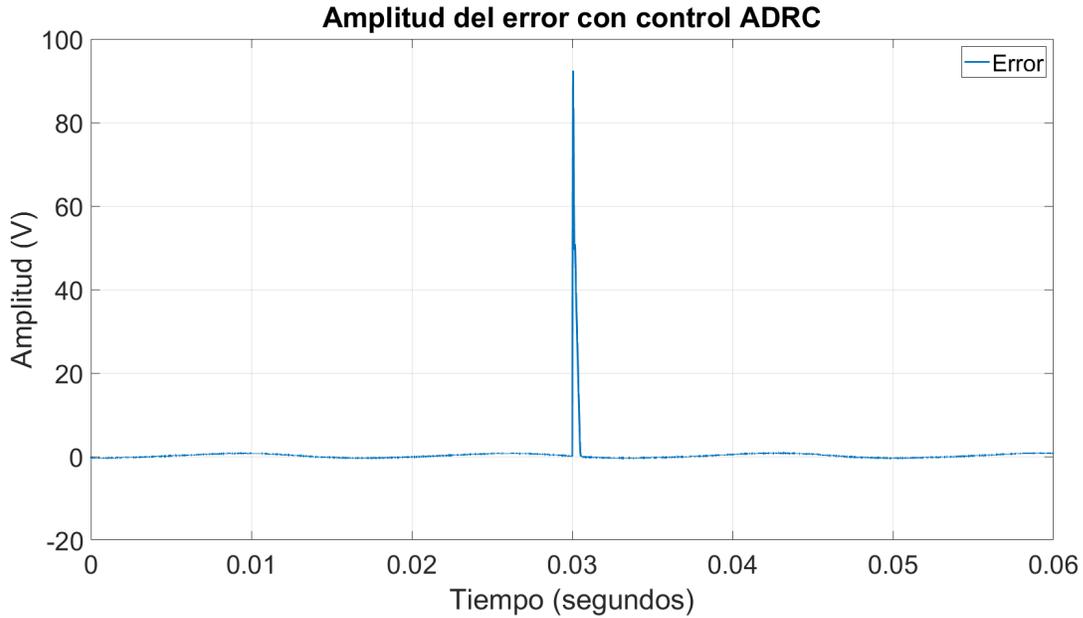


Figura 4-14.: Magnitud del error implementando el *ADRC*.

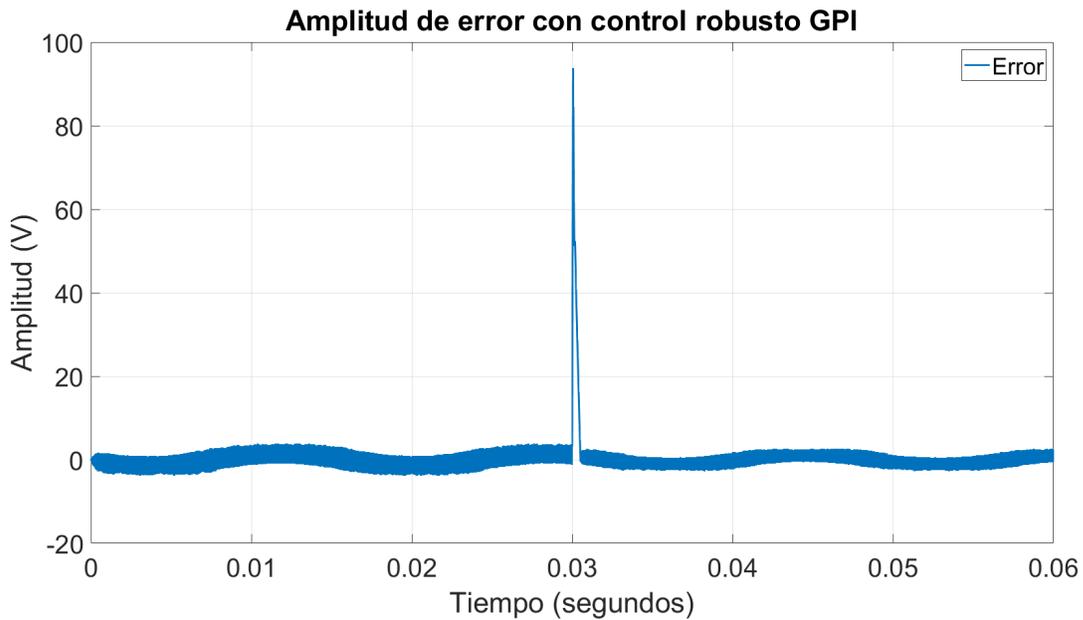


Figura 4-15.: Magnitud del error implementando el control *GPI*.

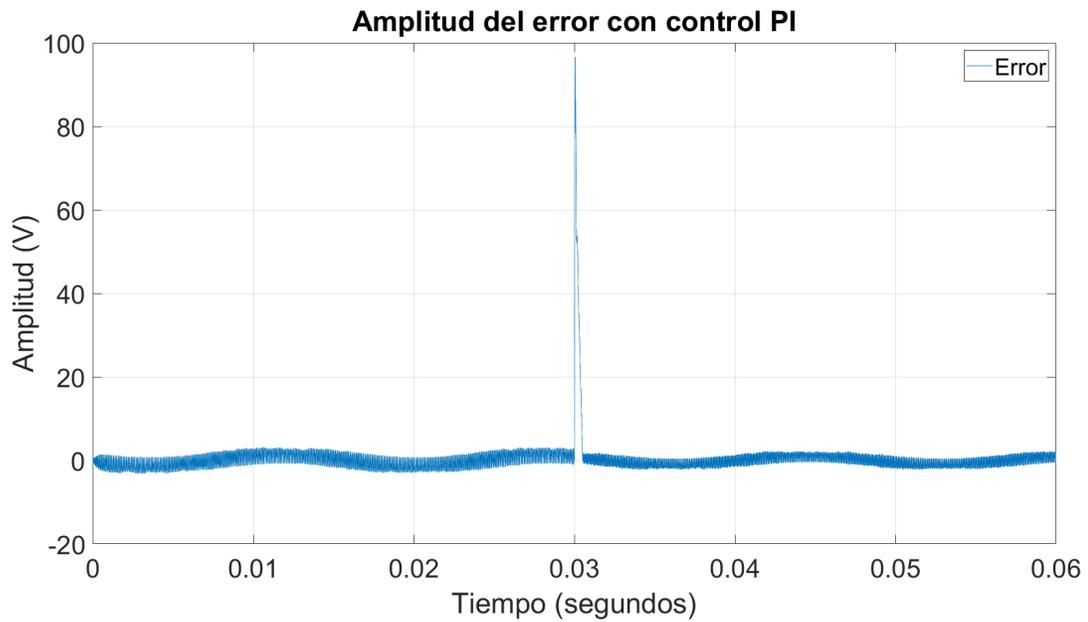


Figura 4-16.: Magnitud del error implementando el control PI.

En la Figura 4-17, Figura 4-18 y Figura 4-19 se muestran las mismas gráficas con un acercamiento para los controladores *ADRC*, *GPI* equivalente y PI clásico, respectivamente. Se observa que los controladores PI y *GPI* robusto presentan niveles de oscilación bastante elevados (en frecuencia y magnitud) comparados con el *ADRC*.

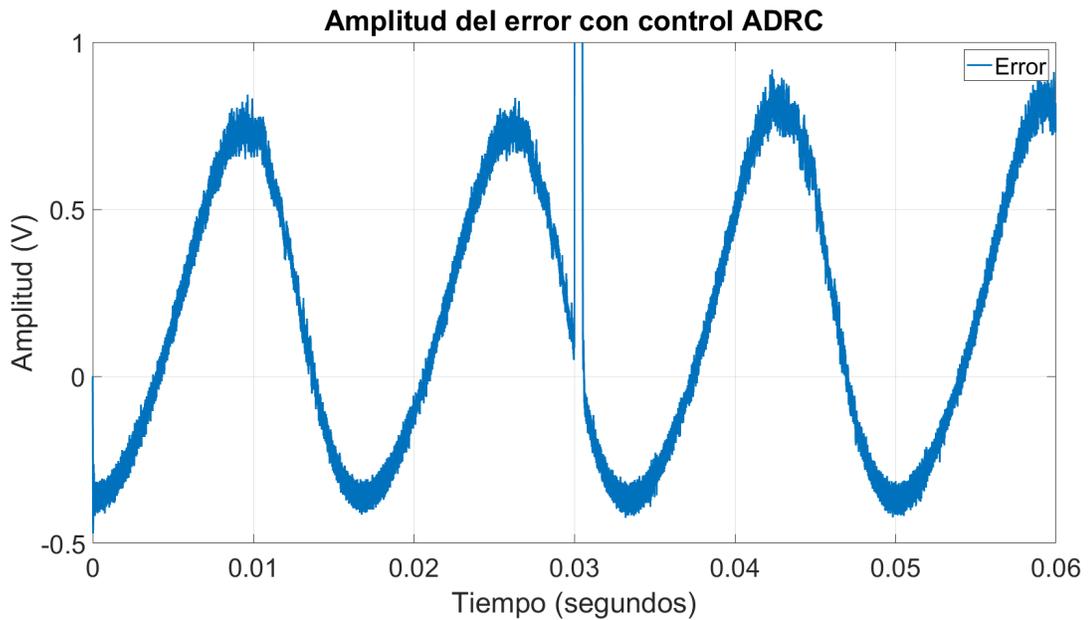


Figura 4-17.: Acercamiento de la gráfica del error implementando el *ADRC*.

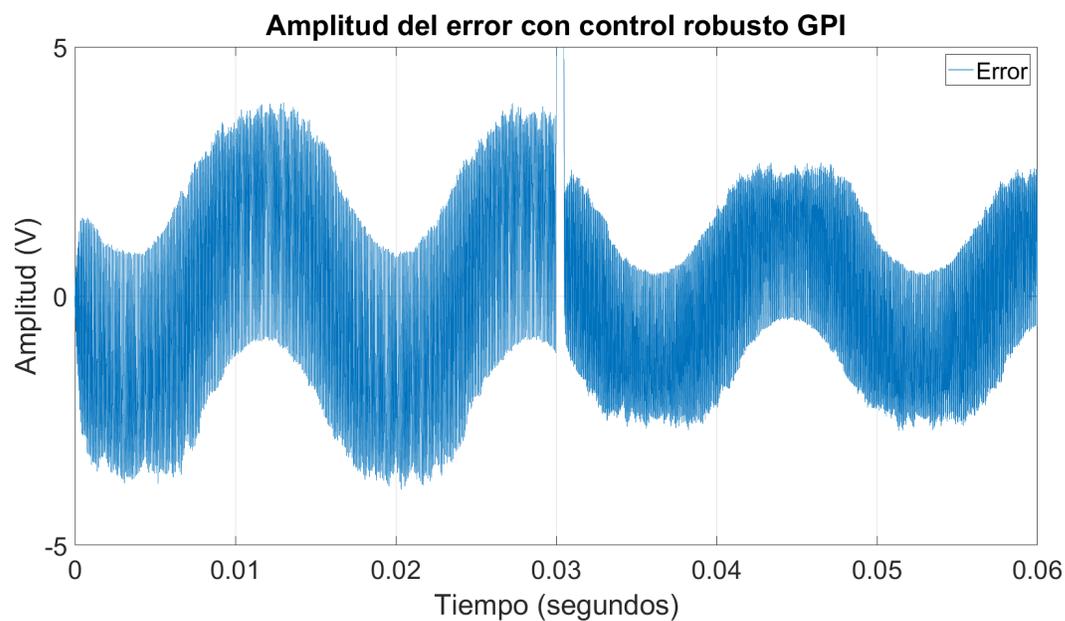


Figura 4-18.: Acercamiento de la gráfica del error implementando el control *GPI*.

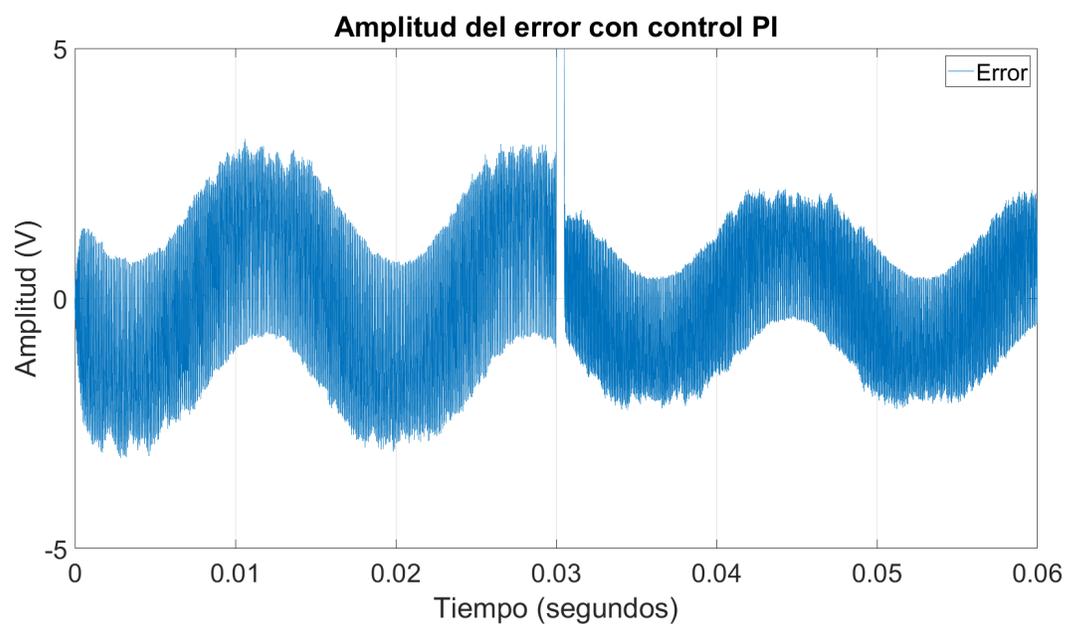


Figura 4-19.: Acercamiento de la gráfica del error implementando el control *PI*.

Finalmente, en la Figura 4-20 se presenta la gráfica de la distorsión armónica total para cada una de las estrategias implementadas. Observamos que a pesar de que el pico y tiempo del transitorio generado por la perturbación es muy similar, el comportamiento del control *ADRC* antes y después de la perturbación es considerablemente mejor comparado con las otras dos estrategias. En el capítulo 5 se presenta un análisis más de detallado de los resultados obtenidos.

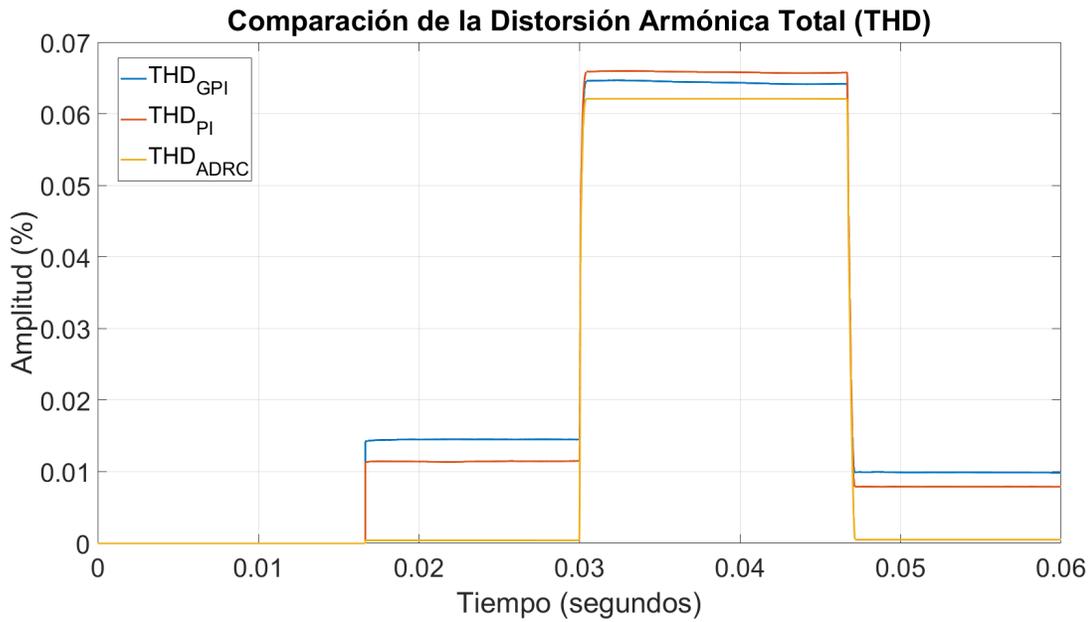


Figura 4-20.: Comparación del porcentaje de distorsión armónica total (THD) entre los controladores evaluados.

4.2.2. Resultados de los esquemas de control para la operación de *MGs*

Acorde con cada uno de los escenarios planteados, mostramos el voltaje en la *MG* (en el bus *AC*) y la potencia activa que entrega cada uno de los generadores tanto para el paradigma convencional como para el nuevo paradigma propuesto.

A) Escenarios bajo sincronización:

1. Transición de modo isla a modo conectado a la red:

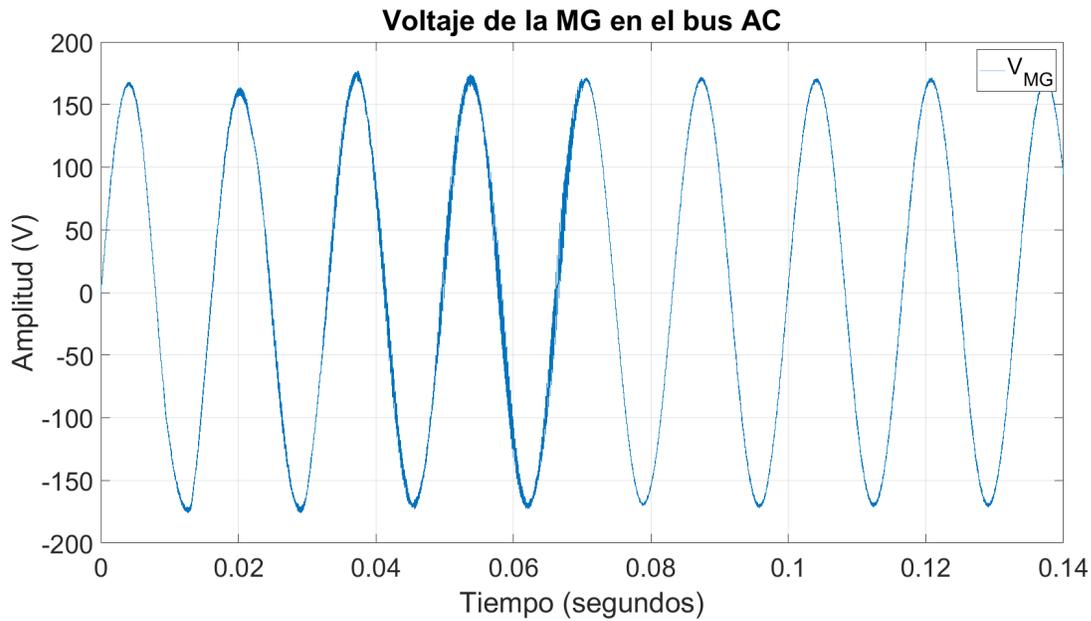


Figura 4-21.: Voltaje en la *MG* empleando el paradigma convencional para el escenario A.1.

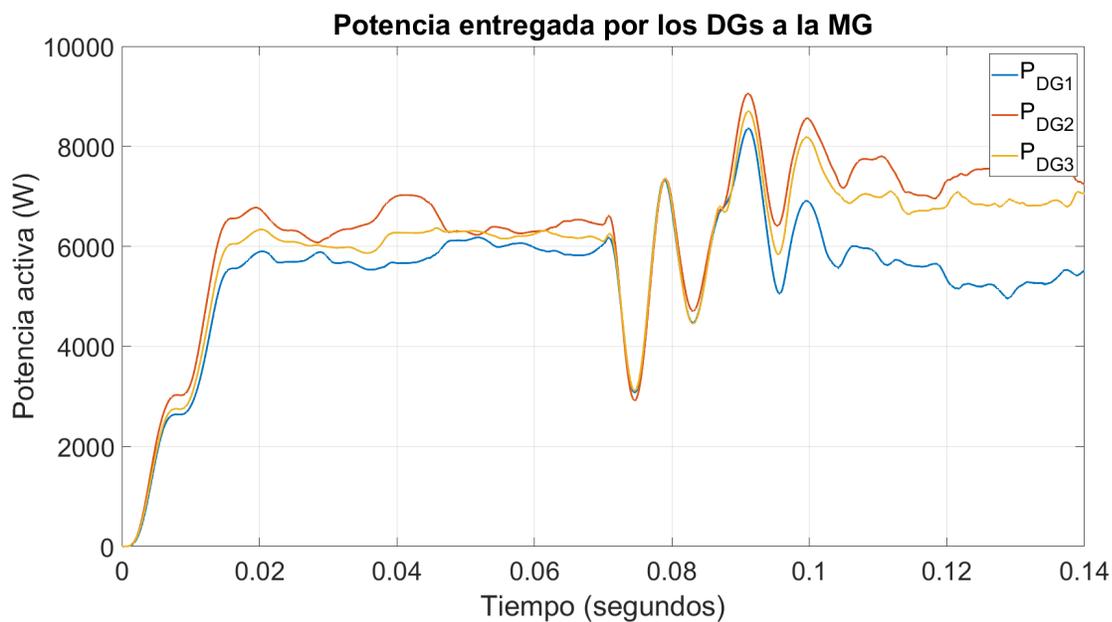


Figura 4-22.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el paradigma convencional para el escenario A.1.

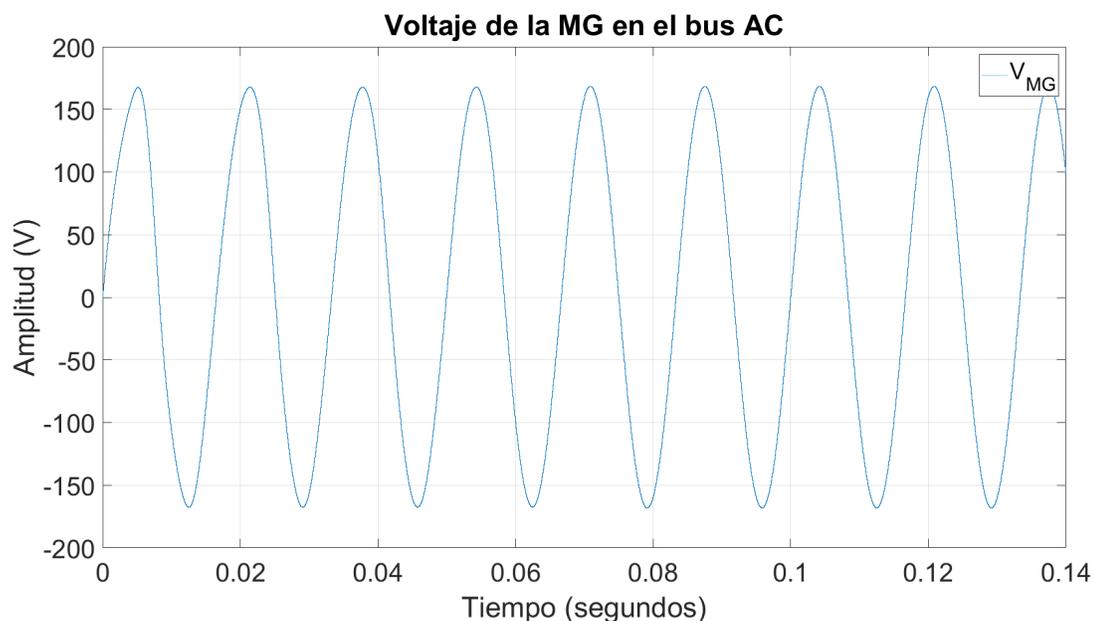


Figura 4-23.: Voltaje en la *MG* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.1.

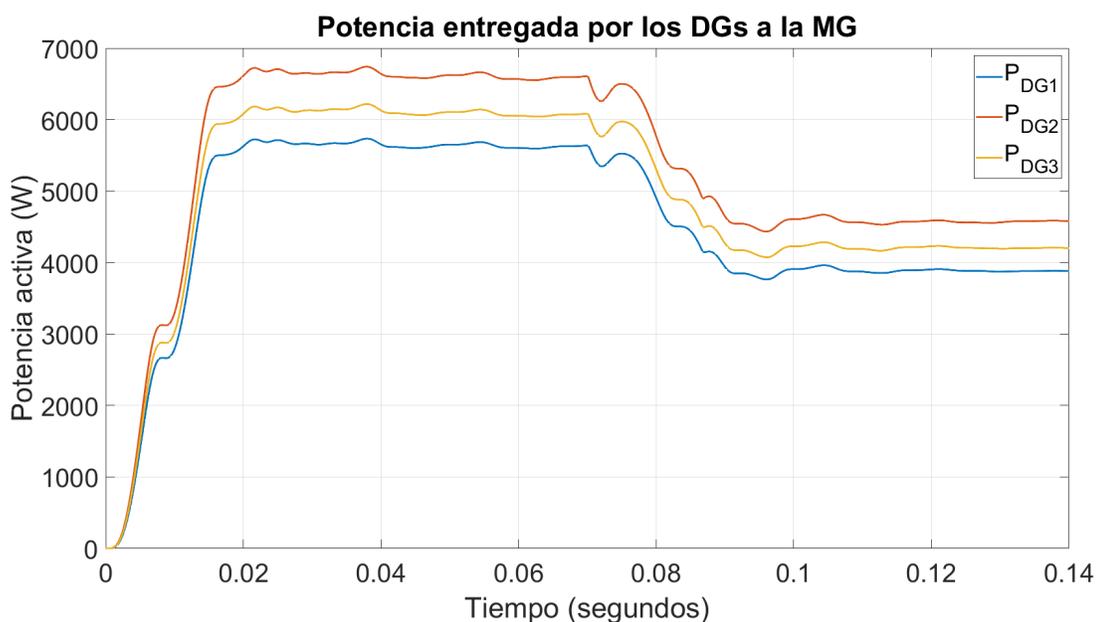


Figura 4-24.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.1.

Se observa que ambos paradigmas cumplen con su objetivo a pesar de que el paradigma convencional presenta ruido y oscilación, tanto en el V_{MG} como en las P_{DGs} , respecto al nuevo paradigma propuesto.

2. Transición de modo conectado a la red a modo isla:

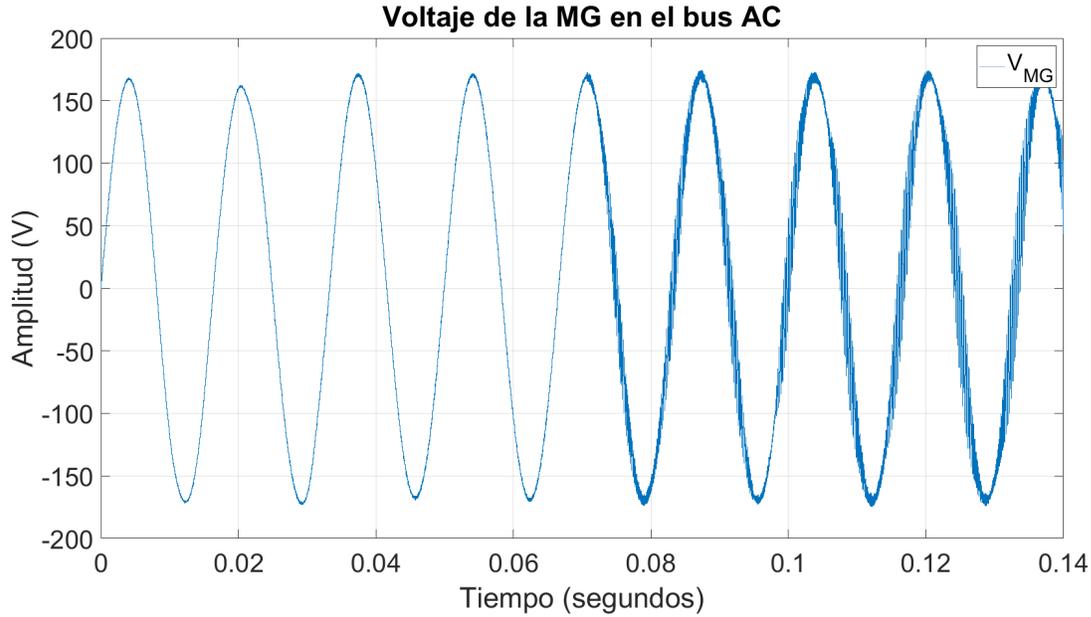


Figura 4-25.: Voltaje en la *MG* empleando el paradigma convencional para el escenario A.2.

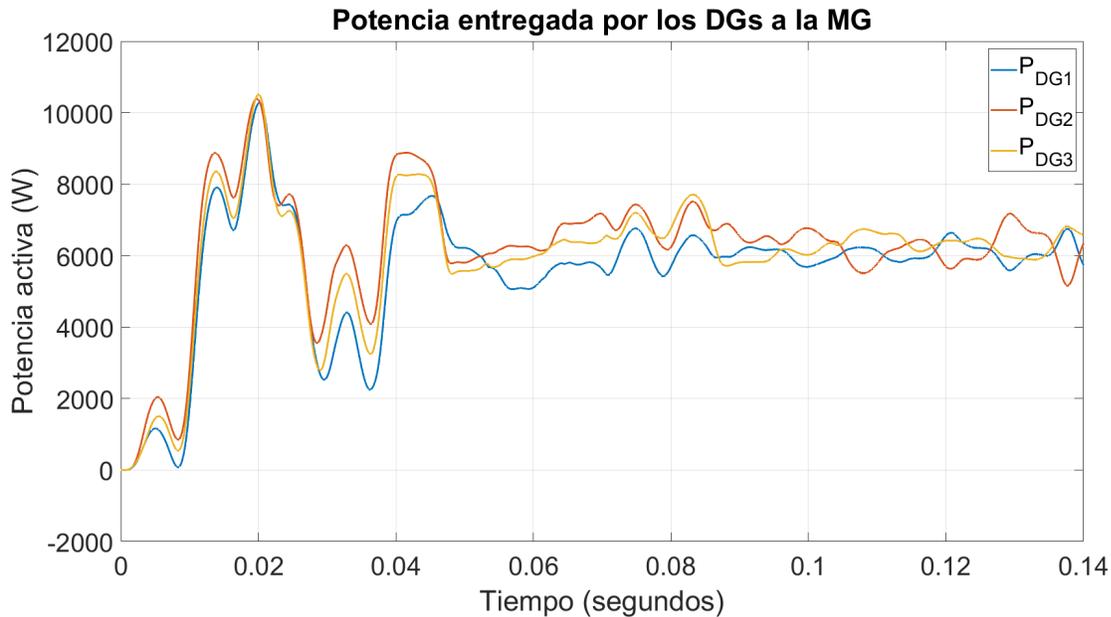


Figura 4-26.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el paradigma convencional para el escenario A.2.

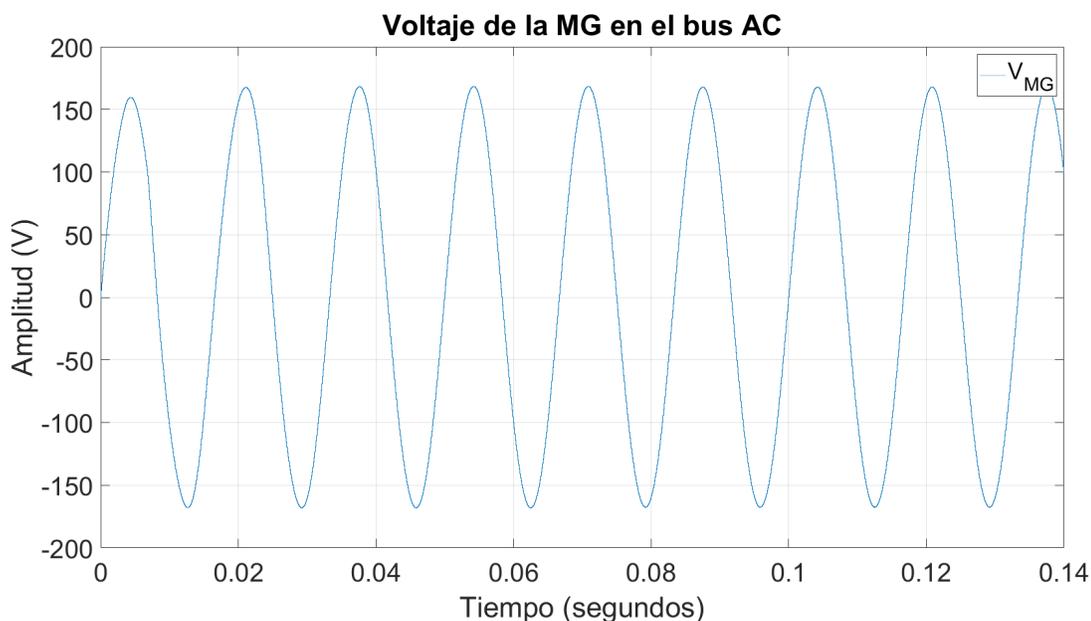


Figura 4-27.: Voltaje en la *MG* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.2.

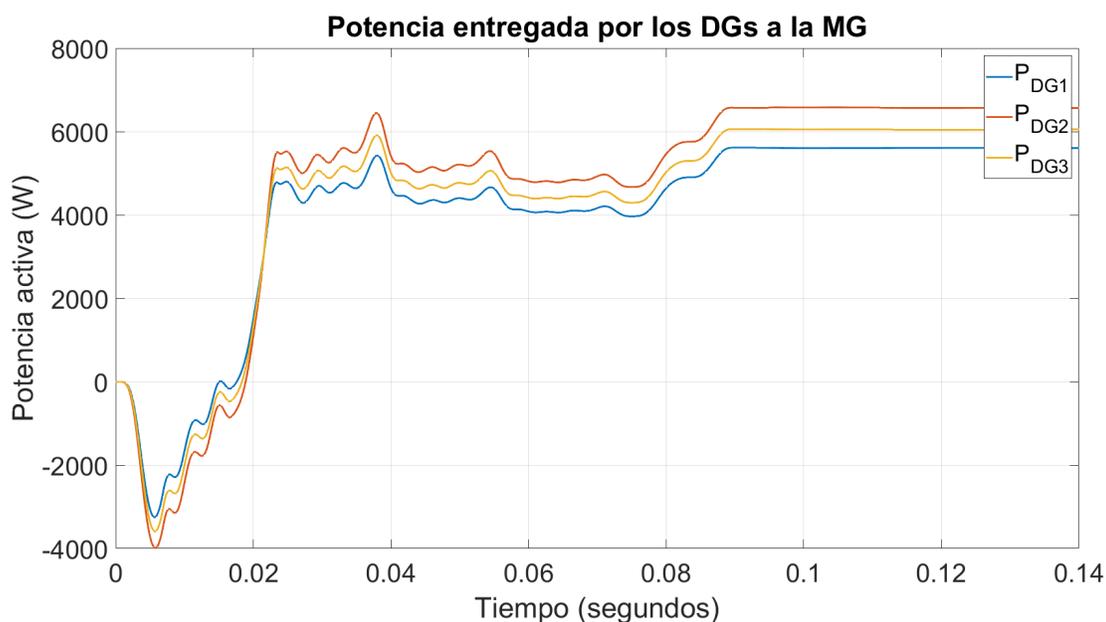


Figura 4-28.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.2.

El paradigma convencional sigue presentando ruido y oscilación, tanto en el V_{MG} como en las P_{DGs} , respecto al nuevo paradigma propuesto. Sin embargo, el nuevo paradigma propuesto presenta un subpico inicial.

3. Desconexión/Falla de generador en modo isla:

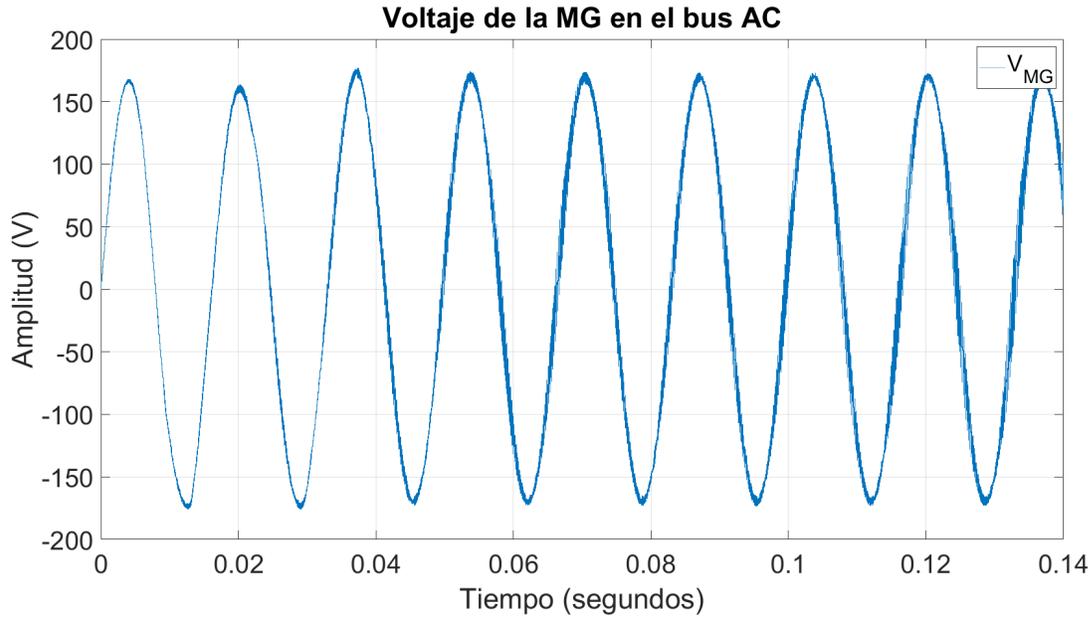


Figura 4-29.: Voltaje en la *MG* empleando el paradigma convencional para el escenario A.3.

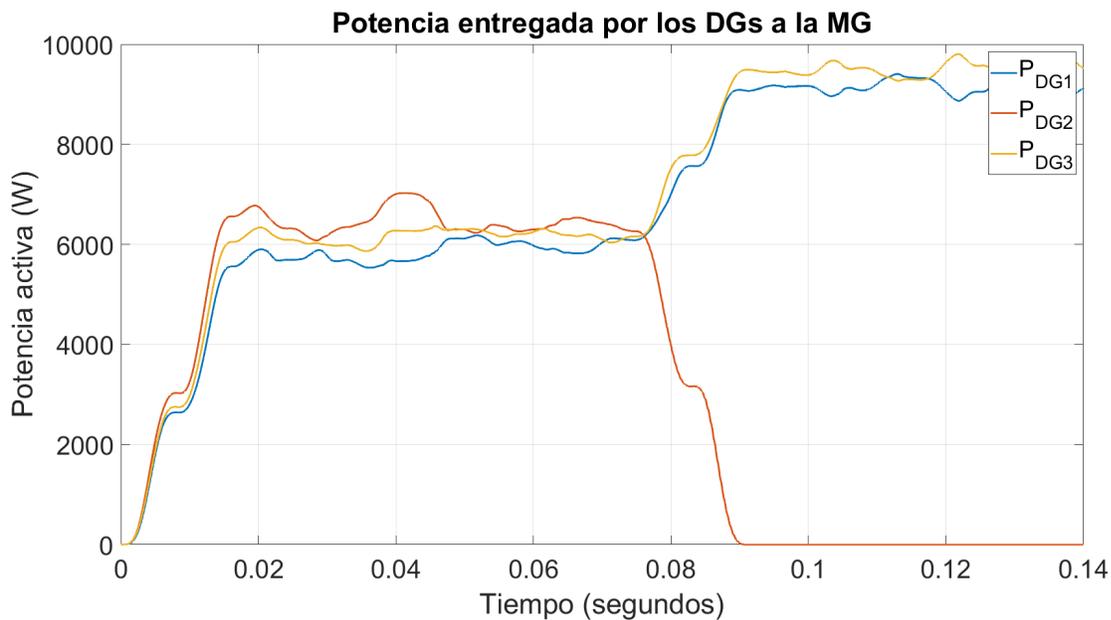


Figura 4-30.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el paradigma convencional para el escenario A.3.

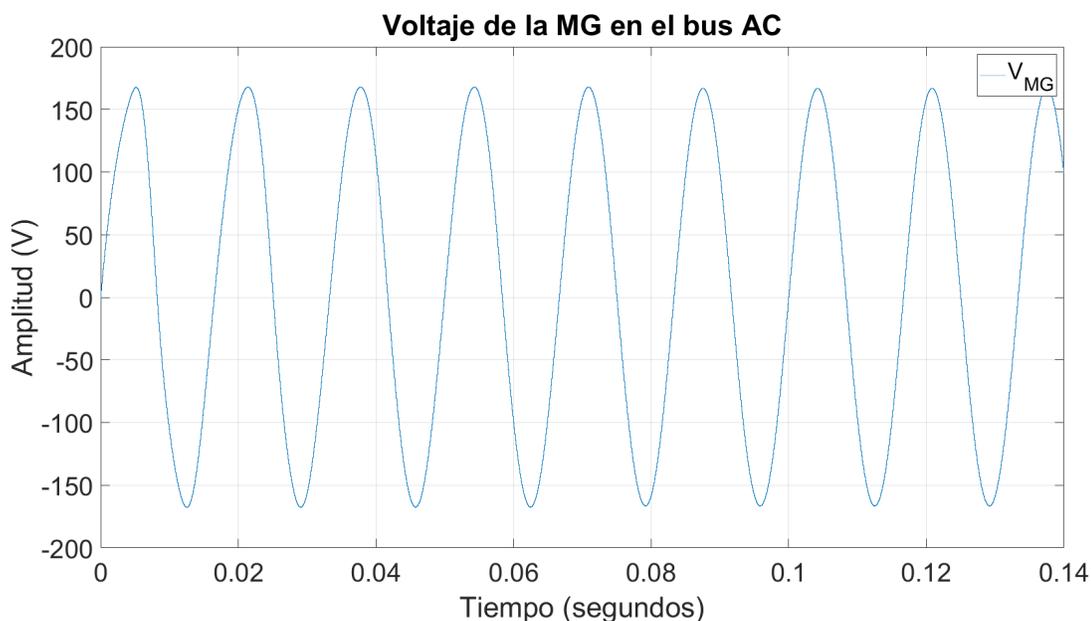


Figura 4-31.: Voltaje en la *MG* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.3.

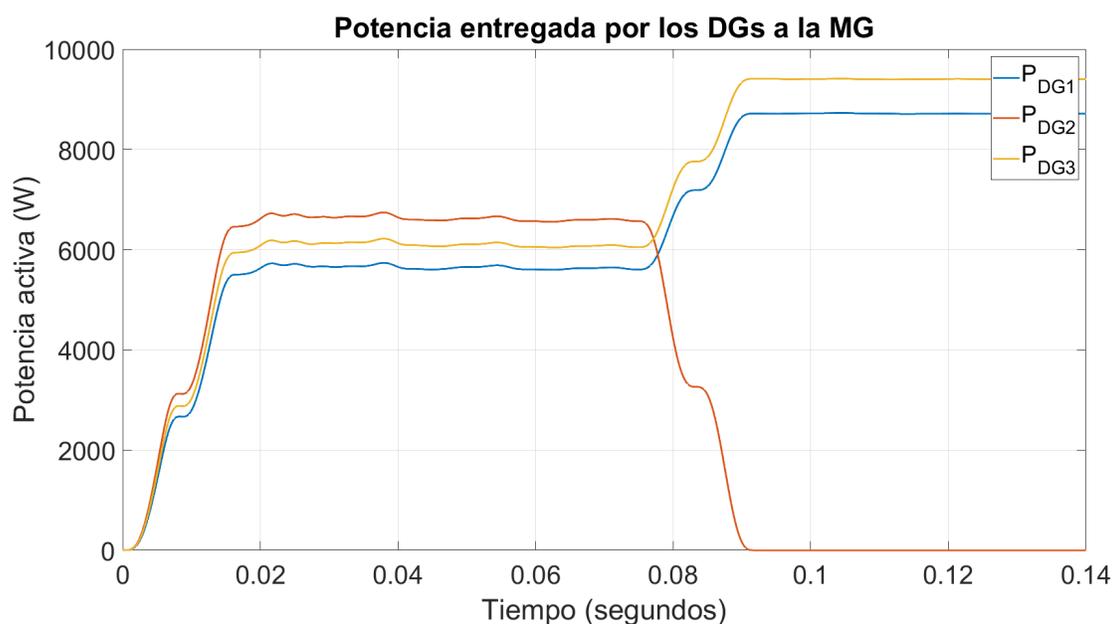


Figura 4-32.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.3.

En este escenario el comportamiento general de ambos paradigmas es muy similar tanto en el V_{MG} como en las P_{DGs} .

4. Conexión/Inclusión de generador en modo isla:

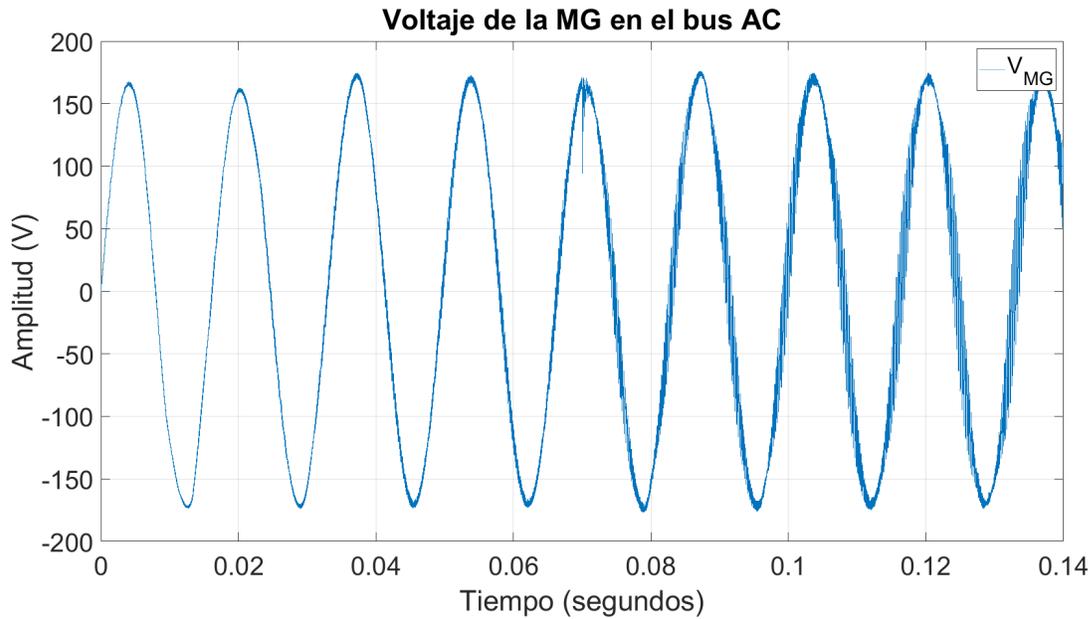


Figura 4-33.: Voltaje en la *MG* empleando el paradigma convencional para el escenario A.4.

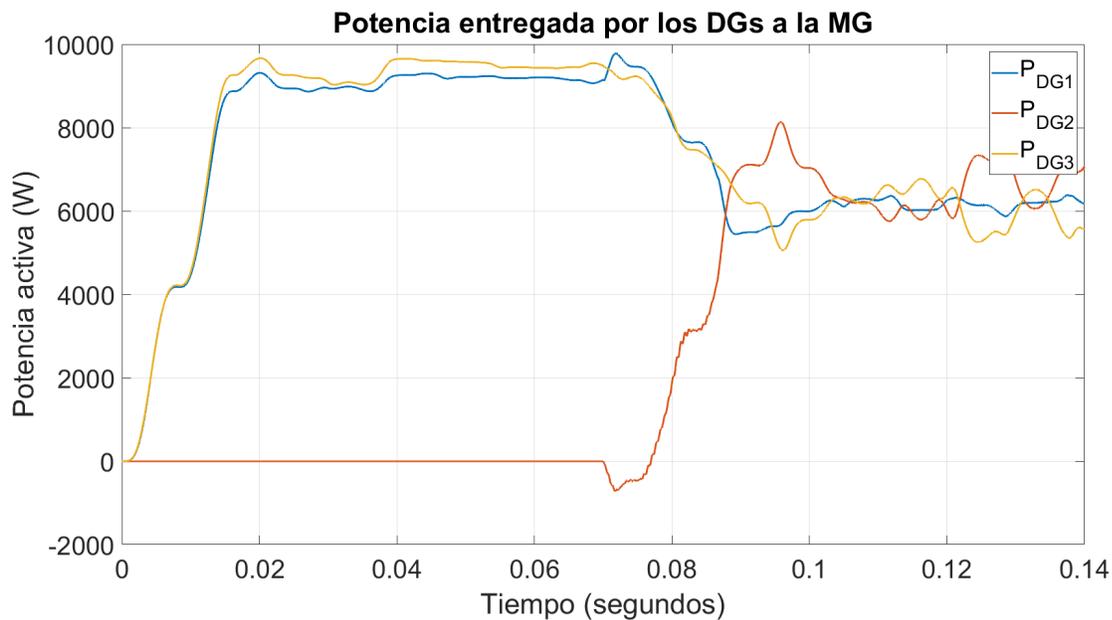


Figura 4-34.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el paradigma convencional para el escenario A.4.

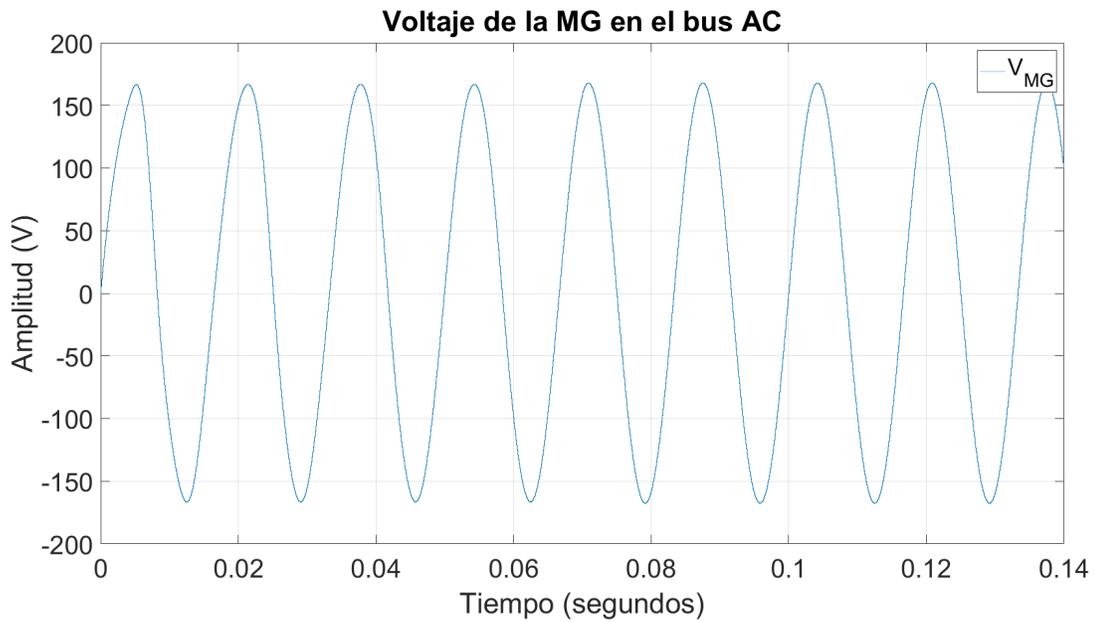


Figura 4-35.: Voltaje en la *MG* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.4.

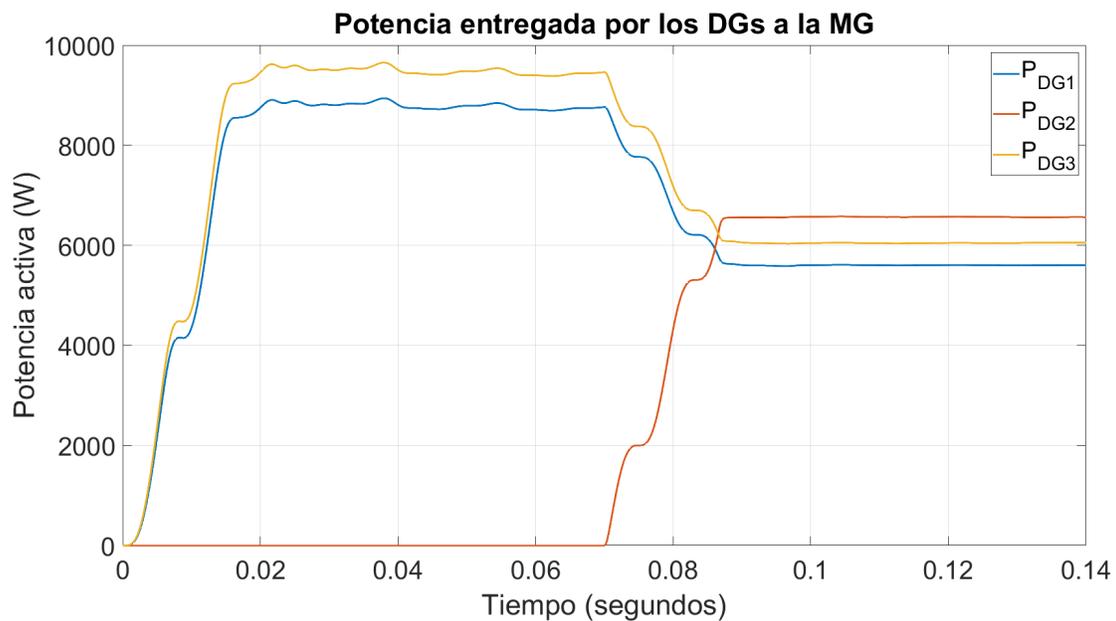


Figura 4-36.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.4.

A pesar de que el comportamiento general de ambos paradigmas es muy similar, debido a la perturbación el paradigma convencional presenta una caída temporal en el voltaje y aumenta considerablemente el ruido en el V_{MG} .

5. Desconexión de carga en modo isla:

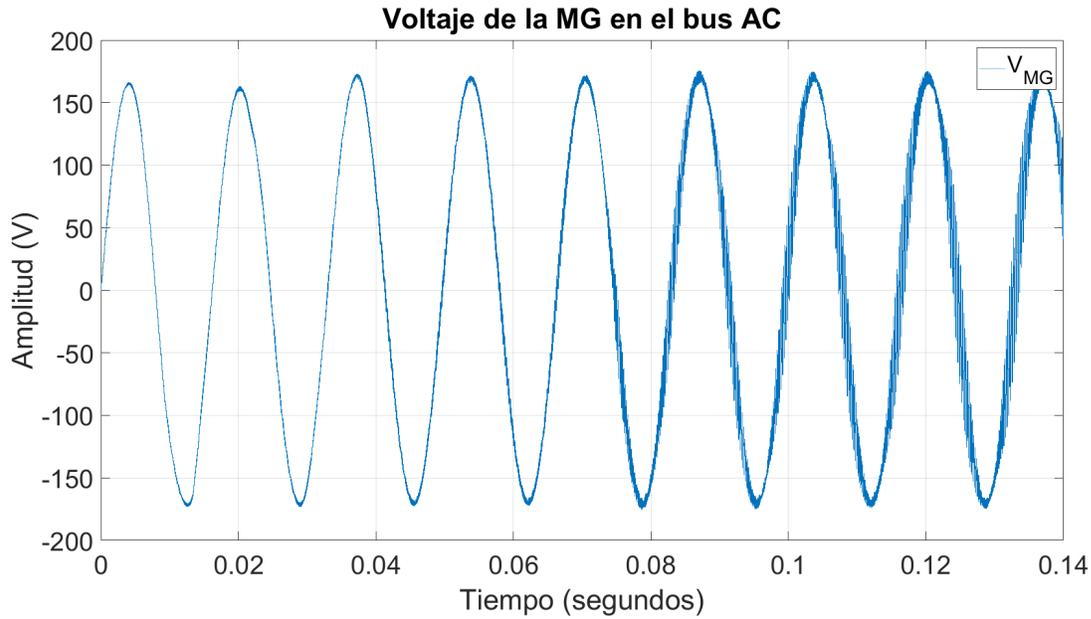


Figura 4-37.: Voltaje en la *MG* empleando el paradigma convencional para el escenario A.5.

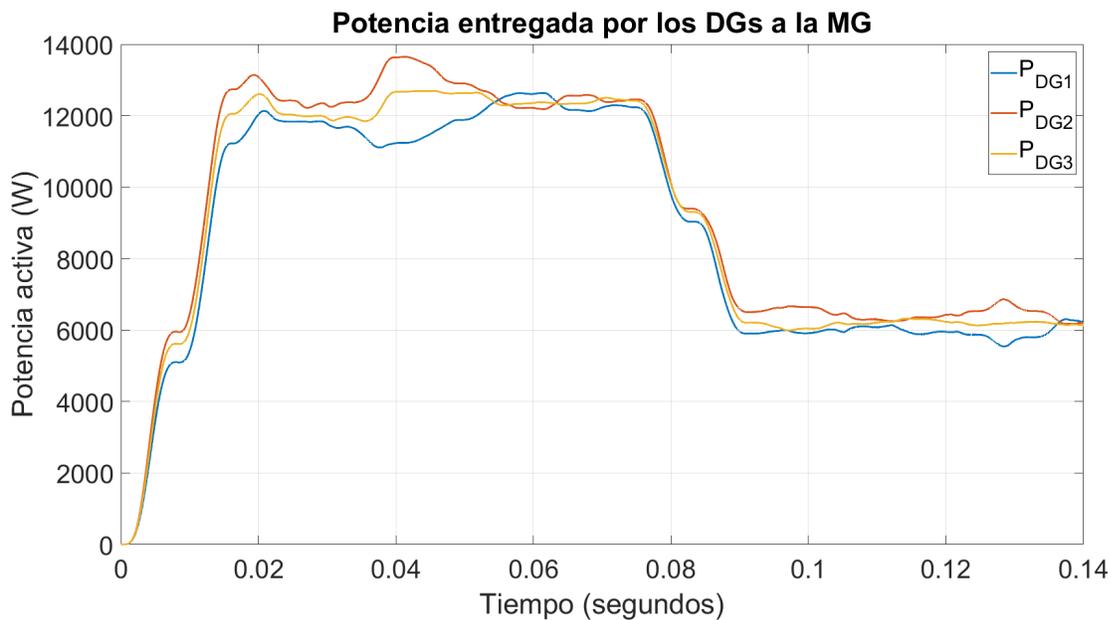


Figura 4-38.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el paradigma convencional para el escenario A.5.

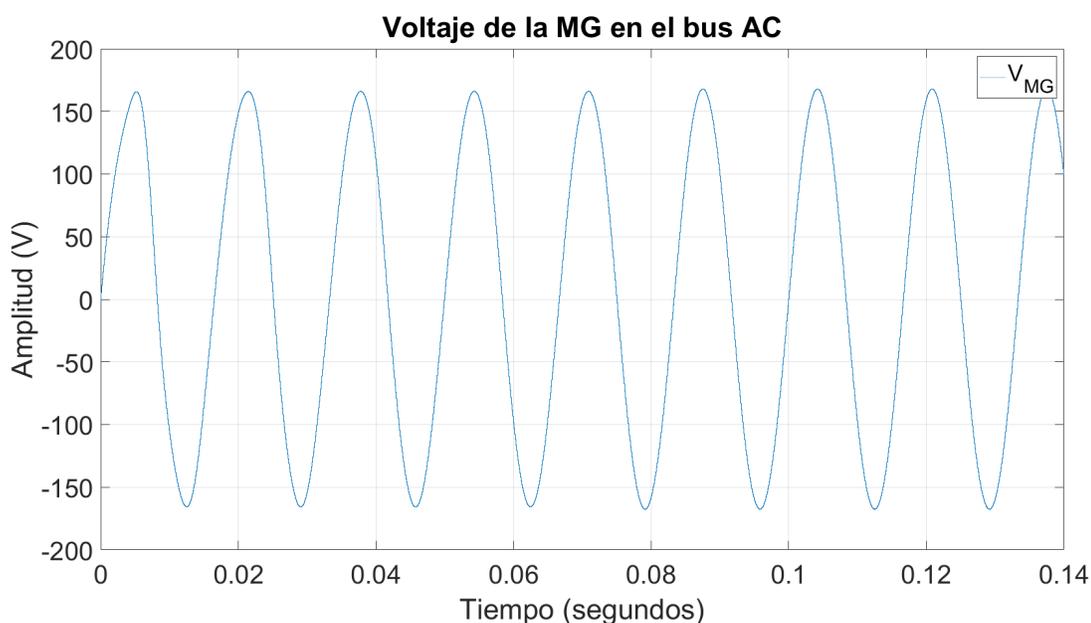


Figura 4-39.: Voltaje en la *MG* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.5.

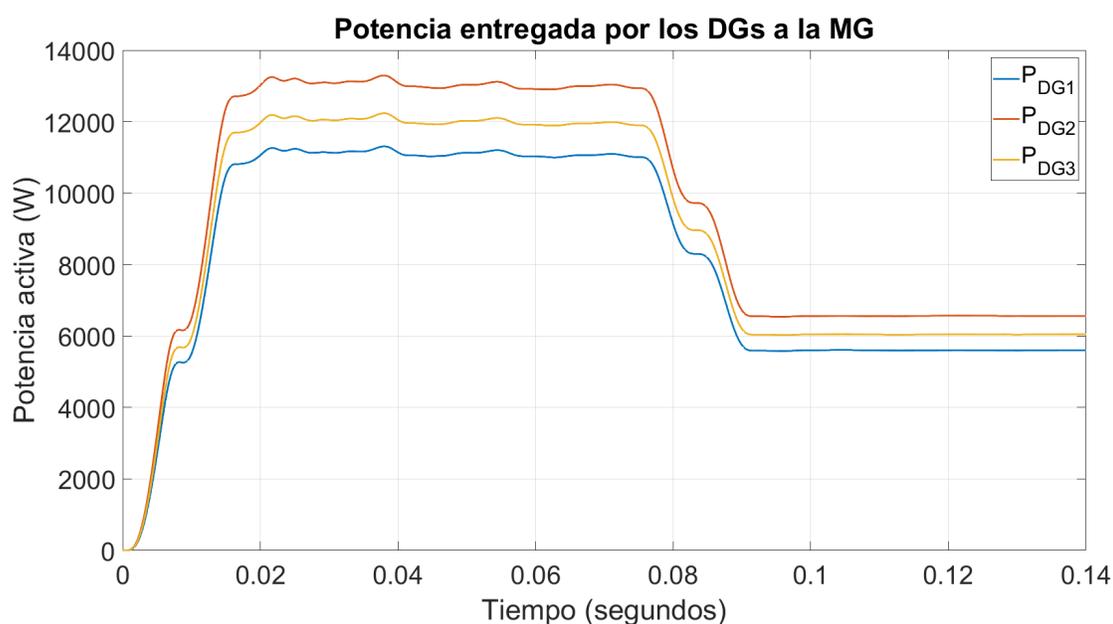


Figura 4-40.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.5.

A pesar de que el comportamiento general de ambos paradigmas es muy similar, debido a la perturbación el paradigma convencional presenta un aumento considerable del ruido en el V_{MG} .

6. Conexión/Inclusión de carga adicional en modo isla:

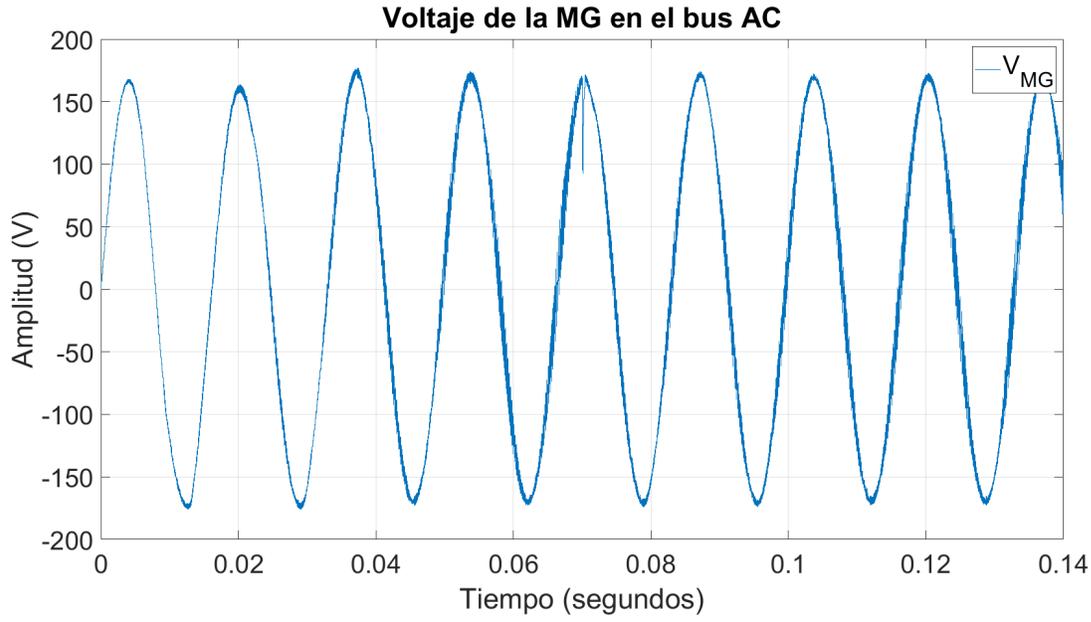


Figura 4-41.: Voltaje en la MG empleando el paradigma convencional para el escenario A.6.

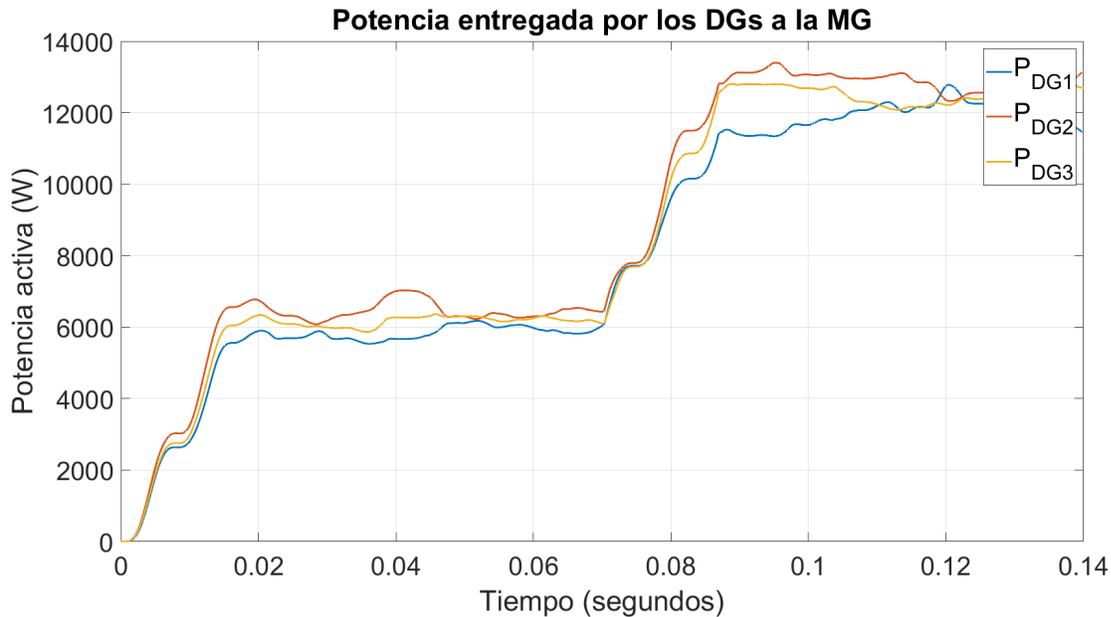


Figura 4-42.: Potencia activa entregada por cada generador al bus AC empleando el paradigma convencional para el escenario A.6.

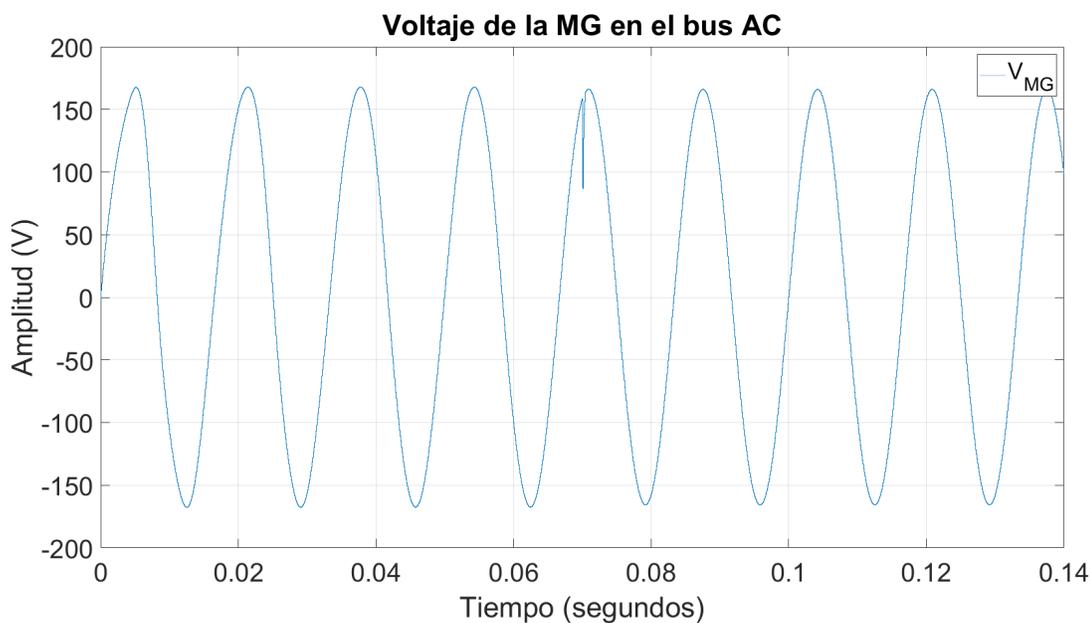


Figura 4-43.: Voltaje en la *MG* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.6.

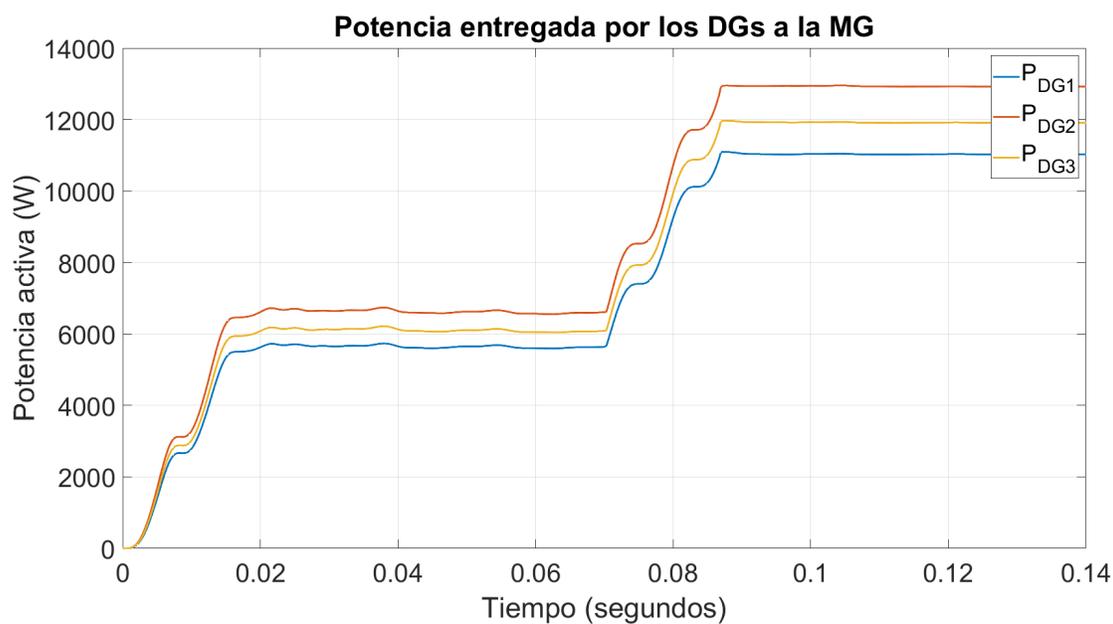


Figura 4-44.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario A.6.

El comportamiento general de ambos paradigmas en este escenario es muy similar, cumpliendo con los objetivos de operación de *MGs*.

B) Escenarios bajo desfase:

1. Transición de modo isla a modo conectado a la red:

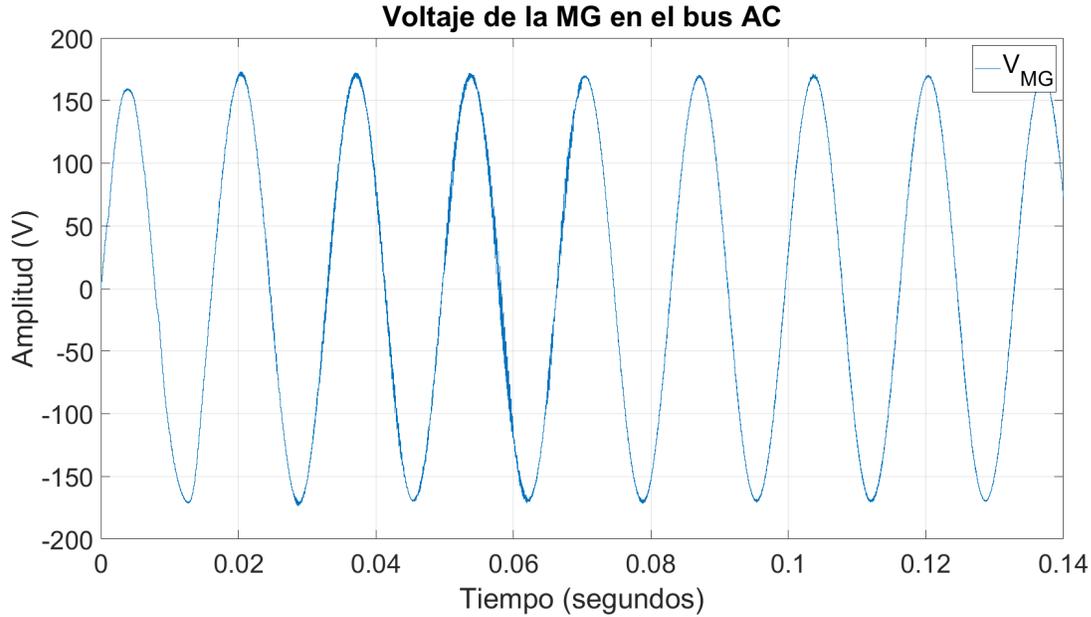


Figura 4-45.: Voltaje en la *MG* empleando el paradigma convencional para el escenario B.1.

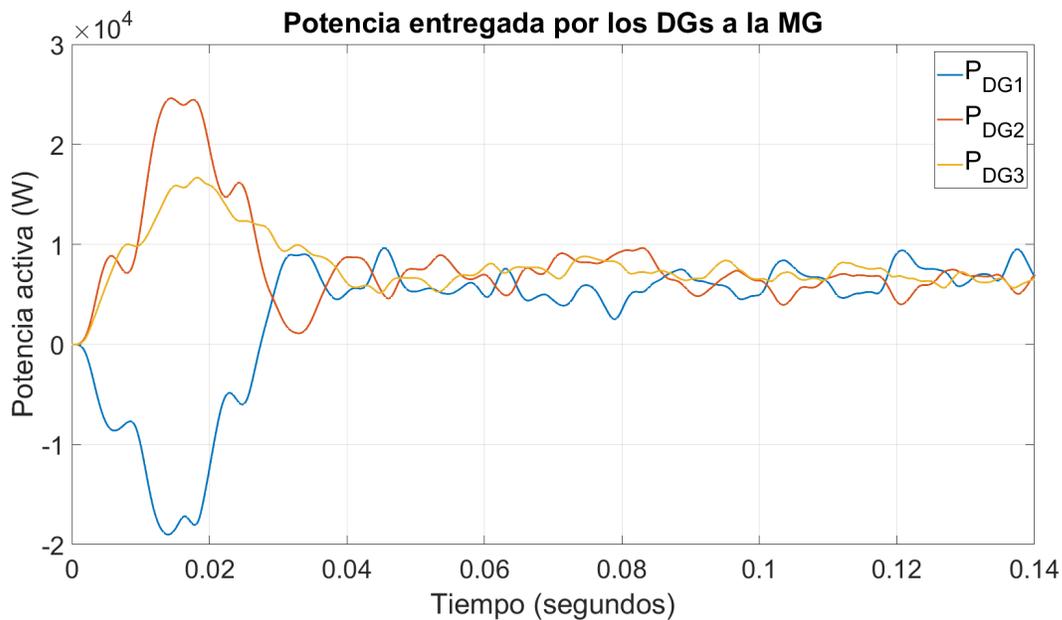


Figura 4-46.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el paradigma convencional para el escenario B.1.

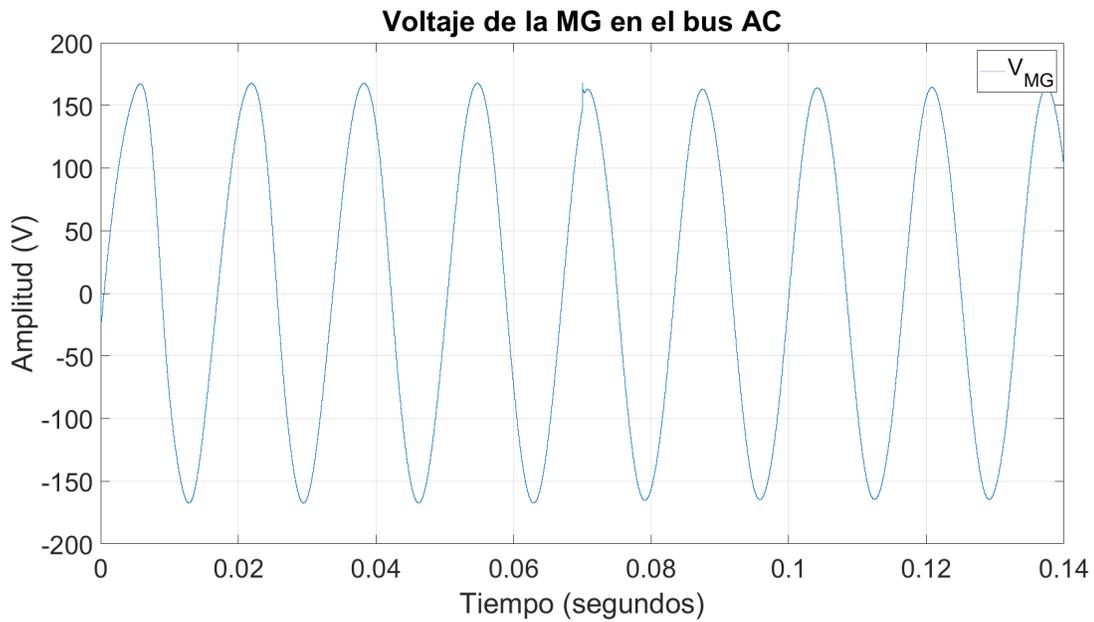


Figura 4-47.: Voltaje en la *MG* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario B.1.

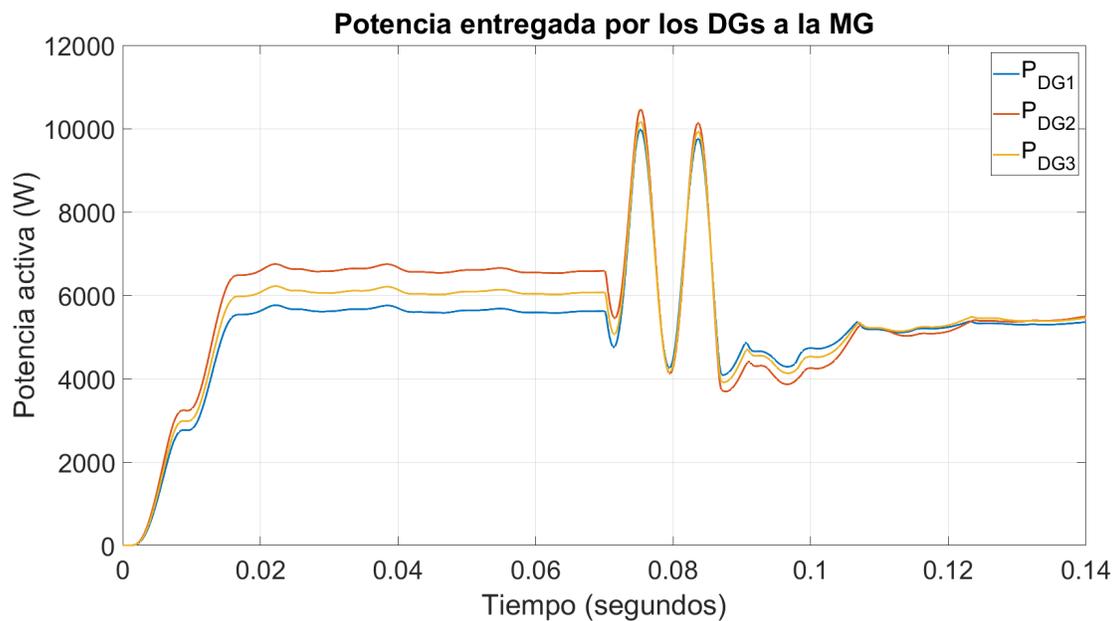


Figura 4-48.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario B.1.

A pesar de que el desfase inicial es pequeño, el paradigma convencional presenta un subpico y corto transitorio para llegar al consenso en las P_{DGs} . El nuevo paradigma propuesto cumple con los objetivos sin problemas.

2. Conexión/Inclusión de generadores en modo conectado a la red:

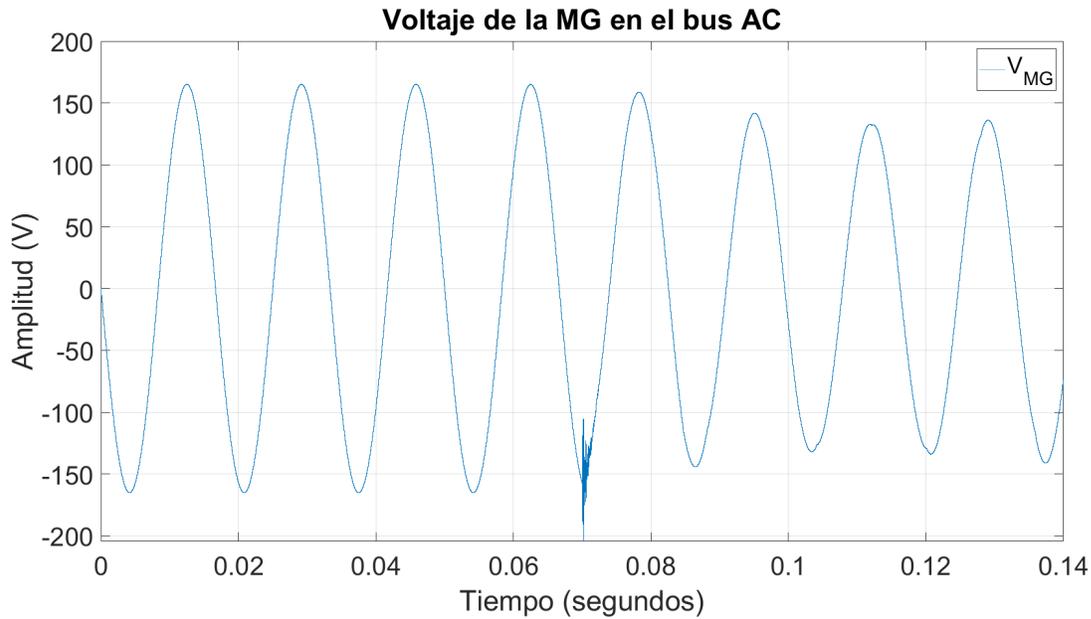


Figura 4-49.: Voltaje en la *MG* empleando el paradigma convencional para el escenario B.2.



Figura 4-50.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el paradigma convencional para el escenario B.2.

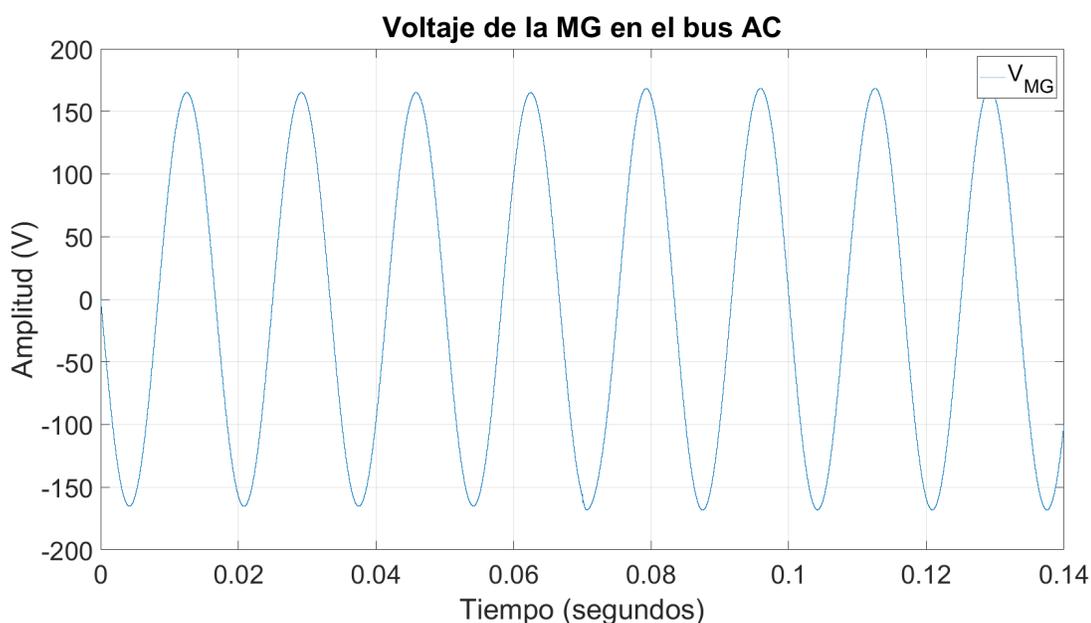


Figura 4-51.: Voltaje en la *MG* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario B.2.

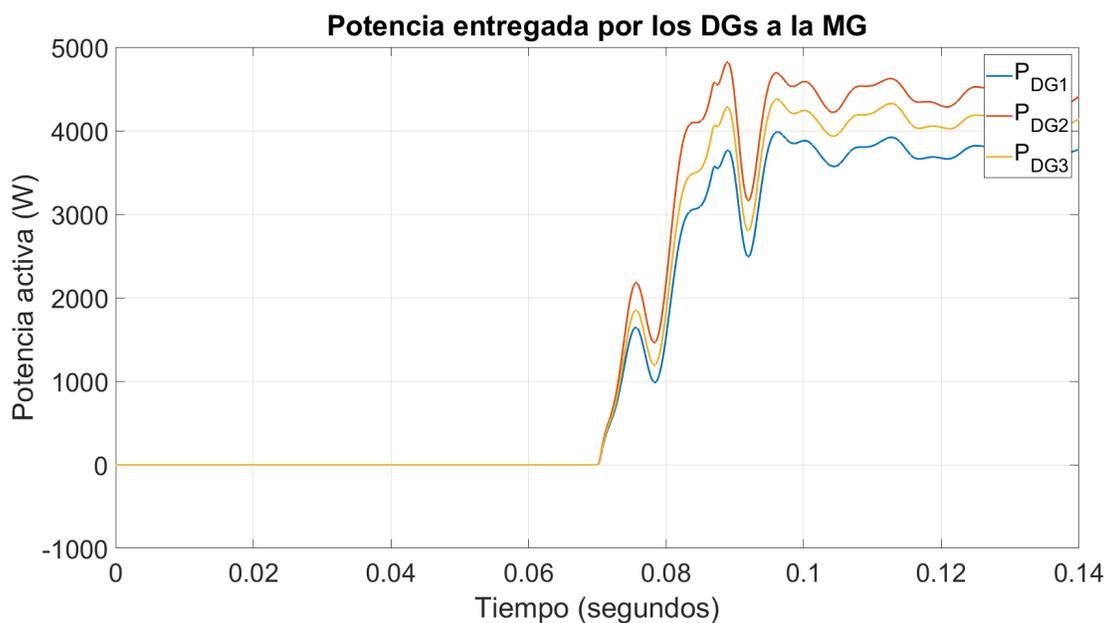


Figura 4-52.: Potencia activa entregada por cada generador al bus *AC* empleando el nuevo paradigma propuesto para el escenario B.2.

El nuevo paradigma de control logra cumplir con los objetivos satisfactoriamente. Por otra parte, el paradigma convencional después de la perturbación disminuye la amplitud

del V_{MG} y las P_{DGs} van dos hacia cero y una hacia un valor negativo, con lo cual no se logra una operación correcta/apropiada de la MG .

El capítulo siguiente se presenta un análisis más detallado de estos resultados.

5. Análisis y evaluación

En este capítulo se presenta para cada uno de los niveles de control un contraste con respecto al proceso de diseño y al desempeño.

5.1. Análisis y evaluación control nivel cero

5.1.1. Comparación respecto al proceso de diseño

El diseño del control *ADRC* propuesto se realiza teniendo como única información el orden diferencial del sistema, lo cual brinda gran independencia del modelo. Adicionalmente, el proceso de diseño se presenta con un acercamiento intuitivo: proponiendo un sistema como cadena de integradores, haciendo consideraciones sobre la perturbación generalizada a nivel de señales, planteando el estimador reducido de estado extendido teniendo en cuenta lo anterior y, por último, proponiendo la ley de control por realimentación basada en el observador y en las derivadas de la referencia. Finalmente, como el parámetro relacionado con la señal de control y la estructura analítica de la referencia son conocidas en una *MG*, el diseño se simplifica sustancialmente: ya no es necesario realizar iteraciones para estimar el parámetro de ganancia de la señal de control y no se necesita crear un bloque diferenciador de seguimiento.

Basado en todo lo mencionado anteriormente, el diseño *ADRC* propuesto presenta ventajas a nivel de metodología comparadas con las encontradas en la literatura que utilizan este mismo enfoque, donde el proceso de diseño emplea un diferenciador de seguimiento, un proceso iterativo para la ganancia de la señal de control y funciones no lineales complejas que conducen a sintonizar cerca de catorce parámetros sin criterios formales [29], mientras que los parámetros en el diseño propuesto son menos (seis) y son definidos para establecer las dinámicas del error de seguimiento y de observación bajo criterios de desempeño y estabilidad (Teorema de Routh-Hurwitz) conocidos. Adicionalmente, la complejidad de la metodología de las estrategias *ADRC* encontradas en la literatura no solo afecta el proceso de diseño, sino que también vuelve complejo su proceso de implementación.

El control convencional basado en un doble lazo de control PI utiliza la información del modelo del sistema (parámetros del filtro y de la carga) para generar un conjunto de funciones de transferencia y así realizar el diseño de los lazos de control para corriente y para voltaje [11]. Debido a lo anterior, a pesar de que su implementación es simple, las características de

desempeño y robustez están sujetas a los cambios que pueden surgir en los parámetros del sistema y a perturbaciones no consideradas en el diseño (armónicos). La determinación de los parámetros está basada en los conceptos clásicos conocidos de desempeño y estabilidad (Teorema de Routh-Hurwitz) y son normalmente cinco (dos ganancias proporcionales, dos ganancias integrales y una constante de escalamiento para la señal de control final). Adicionalmente, este control está diseñado para cumplir únicamente con el objetivo de control nivel cero en *MGs* y no se le incorpora un diseño muy elaborado debido a que se apoya en los controladores de niveles superiores (nivel primario y secundario) según el esquema convencional de operación en *MGs*. Este último hecho es una diferencia radical con el control propuesto, ya que las ventajas que ofrece el *ADRC* a nivel de robustez serán aprovechadas dentro del nuevo paradigma de control para operación de *MGs* que se propone, integrando y expandiendo su funcionalidad a niveles superiores (en la Sección 5.2 se explica más detalladamente).

Gracias a los aportes teóricos en *ADRC* [80, 59, 58], pudimos obtener un control *GPI* equivalente al *ADRC* propuesto. Respecto al proceso de diseño, el número de parámetros a sintonizar es el mismo (seis) bajo los criterios de desempeño y estabilidad de la teoría de control clásica (Teorema de Routh-Hurwitz). La estructuración del control es mucho más rápida y fácil, sin embargo, a pesar de ser equivalentes a nivel teórico, al momento de realizar la implementación surge el problema del *wind-up* o enrollamiento de la componente integral del controlador por la saturación natural que posee el sistema. Esto supone una ventaja a nivel de implementación del control *ADRC* respecto de su equivalente *GPI*, ya que no necesita ningún tratamiento para la saturación: al estar basado en un *RESO*, existe un manejo intrínseco de esta saturación ya que el observador tiene como entrada la salida saturada del sistema. Por lo tanto, la ventaja a nivel de estructuración se pierde con la necesidad de diseñar e implementar un manejo del *wind-up* (lo cual, como veremos más adelante, también impacta negativamente a su desempeño).

Finalmente, en la Tabla 5-1 se presenta un cuadro comparativo que resume las ventajas y desventajas a nivel de diseño e implementación entre: la estrategia *ADRC* propuesta, el *GPI* equivalente teóricamente, las estrategias con mismo enfoque *ADRC* pero diferente metodología encontradas en la literatura, y la estrategia convencional de control PI. Observamos que la estrategia *ADRC*, en conjunto, posee el mejor balance de parámetros de diseño e implementación evaluados.

Tabla 5-1.: Cuadro comparativo respecto a los procesos de diseño e implementación de las estrategias de control evaluadas para el nivel cero en *MGs*.

Característica	<i>ADRC</i> propuesto	<i>GPI</i> equivalente	<i>ADRCs</i> en literatura	Control PI
Número de parámetros	6	6	14	5
Complejidad de implementación	Media	Media	Alta	Baja
Dependencia del modelo	Muy baja	Muy baja	Muy baja	Muy alta
Complejidad del diseño	Media	Baja	Muy alta	Media
Necesidad de manejo de saturación	No	Sí	No	Sí

5.1.2. Comparación respecto al desempeño

El controlador PI obtuvo los siguientes indicadores de desempeño:

- Seguimiento de referencia con altos niveles de oscilación, sobretodo en los valores máximo y mínimo de la señal.
- Error máximo de 96.5247 debido a la perturbación.
- Magnitud del error pico (en promedio, excluyendo el error debido a la perturbación) de 3 antes de la perturbación y de 2 después de la perturbación, lo cual muestra la susceptibilidad que tiene el controlador ante cambios no lineales en la carga.
- La distorsión armónica total presenta un valor máximo de 0.0660 %, un valor promedio de 0.0114 % antes del cambio de carga y un valor promedio de 0.0078 % después del cambio de carga.

El controlador *GPI* obtuvo los siguientes indicadores de desempeño:

- Seguimiento de referencia con altos niveles de oscilación, sobretodo en los valores máximo y mínimo de la señal.
- Error máximo de 93.7957 debido a la perturbación.

- Magnitud del error pico (en promedio, excluyendo el error debido a la perturbación) de 3.75 antes de la perturbación y de 2.5 después de la perturbación, lo cual muestra la susceptibilidad que tiene el controlador ante cambios no lineales en la carga.
- La distorsión armónica total presenta un valor máximo de 0.0647 %, un valor promedio de 0.0145 % antes del cambio de carga y un valor promedio de 0.0099 % después del cambio de carga.

El control ADRC obtuvo los siguientes indicadores de desempeño:

- Seguimiento de referencia con bajos niveles de oscilación.
- Error máximo de 92.3745 debido a la perturbación.
- Magnitud del error pico (en promedio, excluyendo el error debido a la perturbación) de 0.8 tanto antes como después de la perturbación, lo cual muestra el nivel de robustez y rechazo ante cambios no lineales en la carga.
- La distorsión armónica total presenta un valor máximo de 0.0621 %, un valor promedio de 0.0004 % antes del cambio de carga y un valor promedio de 0.0005 % después del cambio de carga.

Finalmente, en la Tabla 5-2 se presenta un cuadro comparativo que resume las características de desempeño entre las estrategias de nivel cero evaluadas.

Tabla 5-2.: Cuadro comparativo respecto al desempeño de las estrategias de control evaluadas para el nivel cero en *MGs*.

Característica	<i>ADRC</i> propuesto	<i>GPI</i> equivalente	Control PI
Oscilación	Muy baja	Muy alta	Muy alta
Error máximo ante perturbación	92.37	93.80	96.52
Error máximo sin perturbación	0.8	3.75	3
Dependencia del comportamiento ante cambios en el sistema	Muy baja	Muy alta	Muy alta

5.2. Análisis y evaluación del nuevo paradigma de control propuesto

5.2.1. Comparación respecto al proceso de diseño

A continuación detallaremos las características a nivel de proceso de diseño e implementación entre el paradigma de control convencional (PCC en adelante para abreviar) con el nuevo paradigma de control propuesto (NPCP en adelante para abreviar). Es importante mencionar que en la Sección 5.1 se detallaron las características de los controladores nivel cero, por lo que se mencionarán algunas conclusiones obtenidas allí.

PCC: Este paradigma utiliza tres niveles de control. En el nivel cero emplea un doble lazo PI que a pesar de tener ventajas a nivel de sintonización, complejidad en implementación y complejidad en diseño, depende mucho del modelo y su caracterización, además de la necesidad del manejo de la saturación.

El control nivel primario es el basado en el concepto *droop*, que en su forma más básica es un control proporcional, lo cual nos ofrece una complejidad de implementación muy baja. La complejidad en el diseño también es muy baja al definirse las ganancias proporcionales en términos de las potencias máximas del generador [63]. Sin embargo, este mismo hecho lo hace muy dependiente de los parámetros del generador. Adicionalmente, tiene una dependencia esencial con la disposición espacial de la *MG*, ya que el concepto *droop* cambia radicalmente si la *MG* tiene sus componentes muy alejados entre sí (la impedancia de salida se asume puramente inductiva [63]) o si sus componentes están muy cercanos (la impedancia de salida se asume puramente resistiva [26]).

El control secundario normalmente se implementa con esquema centralizado, utilizando un control PI que a pesar de sus ventajas a nivel de complejidad en diseño e implementación, necesita también un manejo de la saturación y es dependiente del modelo del sistema. Adicionalmente, el esquema centralizado presenta la gran desventaja de tener un único punto de falla y poca flexibilidad para *plug and play* [56].

Finalmente, es importante mencionar que se evidenció la necesidad del uso de *PLLs* cuando los generadores están desfasados respecto al voltaje en la *MG*, por lo que es necesario este bloque extra en el nivel secundario. Además, el control en nivel primario puede cambiar entre *droop control* y control por seguimiento del punto de máxima potencia (*MPPT* en inglés) dependiendo de si están en modo isla o modo conectado a la red [3].

NPCP: Este paradigma utiliza únicamente dos niveles de control. En el nivel cero empleamos el enfoque *ADRC* para ofrecer un diseño con gran independencia del modelo, proceso de

obtención intuitivo y complejidad de implementación media que incluye la ventaja de poseer un manejo intrínseco de la saturación. Este nivel está estrechamente ligado con el nivel primario de ángulo de potencia debido a que ofrece la capacidad de rechazo de perturbaciones, que será aprovechada para mitigar las perturbaciones de los niveles superiores (cambios en la estructura de la MG , cambios en modos de operación, ruido y armónicos), cumpliendo así con funcionalidades adicionales.

Basados en las capacidades que ofrece el control nivel cero, el control primario de ángulo de potencia se plantea como complemento para cumplir con los objetivos de potencia requeridos por medio de la modificación de la referencia no en su amplitud ni en su frecuencia, sino en su fase, aprovechando el hecho de que consideramos un sistema con inercia cero. La complejidad de diseño e implementación son mínimas y su enfoque es descentralizado, lo que nos ofrece ventajas a nivel de robustez ante fallas de los componentes individuales (no existe un único punto de falla) y ofrece la capacidad de *plug and play*. Adicionalmente, pudo observarse que por su definición, este enfoque tiene un manejo de sincronización tanto para modo isla como para modo conectado a la red, volviendo el diseño válido e independiente del modo de operación.

Finalmente, es importante mencionar que por definición de cada uno de los controladores, no es necesario un nivel secundario (no se modifica en ningún momento los valores nominales de la amplitud o de la frecuencia en las referencias, por lo que no es necesario un lazo de control de corrección), lo cual reduce la complejidad y costos en términos de diseño e implementación de esta estrategia.

En la Tabla **5-3** se presenta un cuadro comparativo que resume las características a nivel de proceso de diseño e implementación entre el PCC y el NPCP.

Tabla 5-3.: Cuadro comparativo respecto al diseño e implementación de las estrategias de control evaluadas para la operación de *MGs*.

Característica	NPCP	PCC
Expansión	Sencilla	Compleja
Capacidad de <i>plug and play</i>	Posible	No posible
Costo de implementación	Bajo	Alto
Necesidad de comunicación	Baja	Alta
Independencia del modo de operación de la <i>MG</i>	Sí	No
Independencia de la estructura la <i>MG</i>	Sí	No
Independencia de la disposición de la <i>MG</i>	Sí	No
Falla en la <i>MG</i>	Si se presentan muchos puntos de falla	Único punto de falla

5.2.2. Comparación respecto al desempeño

Para cada uno de los escenarios simulados realizamos el respectivo análisis y evaluación comparando el desempeño PCC con el NPCP:

- **Escenario A.1:** Durante el primer intervalo el PCC tiene un reparto de potencia un poco mejor que el NPCP (a pesar de su oscilación), sin embargo, el PCC presenta ruido en el voltaje de la *MG*, mientras que el NPCP no presenta dicho ruido.

Durante el segundo intervalo el ruido del PCC desaparece debido a la conexión de la red principal, sin embargo, además de que el PCC presenta un transitorio más largo en el comportamiento de las potencias entregadas por los generadores comparado con el NPCP, la repartición de potencia es ahora un poco peor que la obtenida con el NPCP.

- **Escenario A.2:** Durante el primer intervalo el voltaje en la *MG* es muy similar tanto para el PCC como para el NPCP. Por otra parte, la repartición de potencia es muy similar en cuanto a consenso de los generadores, sin embargo el transitorio del PCC es más largo y oscilatorio que con el NPCP.

Durante el segundo intervalo el voltaje en la *MG* se degrada con el PCC al desconectarse la red principal, mientras que con el NPCP permanece invariante. El consenso y

repartición de potencias para ambas estrategias es muy similar.

- **Escenario A.3:** Sin la ayuda de la red principal, el voltaje en la *MG* empleando el PCC presenta ruido constante mientras que el NPCP no. El comportamiento de las potencias entregadas por los generadores es muy similar para ambas estrategias, sin embargo se aprecia que el PCC tiene oscilaciones permanentes mientras que el NPCP no.
- **Escenario A.4:** Empleando el PCC, el voltaje en la *MG* en el primer intervalo presenta ruido y al incluirse el nuevo generador se presenta una caída del voltaje y una amplificación del ruido inicial que tenía. En contraparte, el NPCP no presenta ruido en el voltaje de la *MG* y al momento de incluir el nuevo generador no presenta ningún tipo de afectación en la señal ni posteriormente.

Respecto a las potencias entregadas, ambas estrategias presentan comportamientos similares, sin embargo el PCC se sigue caracterizando por su tendencia oscilatoria.

- **Escenario A.5:** Observamos que al desconectar la carga se genera una amplificación considerable del ruido en el voltaje de la *MG* empleando el PCC. Nuevamente, el NPCP mantiene su desempeño invariante sin ruido apreciable.

Respecto a las potencias entregadas, ambas estrategias presentan comportamientos similares, donde el PCC, a pesar de su pequeña oscilación, busca tener ligeramente una mejor repartición de potencia respecto al NPCP, tratando de llegar a un valor consenso entre generadores.

- **Escenario A.6:** La conexión de una carga adicional genera una caída en el voltaje para ambas estrategias, sin embargo, no se muestra que tenga un impacto en el comportamiento de la señal: El PCC sigue con los mismos niveles de ruido y el NPCP sigue con su desempeño sin ruido.

Respecto a las potencias entregadas, se observa un comportamiento similar al anterior escenario: El PCC tiene mayor oscilación (muy leve), mientras que el NPCP presenta un comportamiento mucho más estable. El PCC logra que haya una mejor repartición de potencia, pero comparada con el NPCP es muy poca la diferencia.

- **Escenario B.1:** En el primer intervalo empleando el PCC se observa un transitorio en el voltaje de la *MG* con un poco de ruido y posteriormente este se disipa al conectarse la red principal. Empleando el NPCP no se presenta ruido en el voltaje de la *MG* y únicamente se aprecia un pico de muy poca duración y magnitud en la señal del voltaje en el instante en que se conecta la red principal.

Respecto a las potencias entregadas, al iniciar con fases diferentes, el PCC presenta un transitorio oscilatorio buscando un consenso entre los generadores debido al concepto *droop* y mantiene su comportamiento de oscilación alrededor de ese valor de potencia consenso. El NPCP, por otra parte, tiene un comportamiento sin oscilaciones prolongadas y un transitorio más rápido. Adicionalmente, el NPCP después del transitorio al conectarse a la red principal presenta una repartición de carga mucho mejor que la obtenida con el PCC.

- **Escenario B.2:** Observamos que el PCC no puede lidiar con fases ampliamente diferentes cuando se conectan los generadores porque estos producen una perturbación apreciable en el voltaje de la *MG* y reducen su amplitud nominal (al 80%). Adicionalmente, sin un *PLL* que pueda sincronizar los generadores para su conexión, la diferencia de fases no pudo ser corregida por el PCC y las potencias entregadas por los generadores tienden: dos de ellas a cero y la restante a un valor negativo.

En contraste, el NPCP (por su estructura) al momento de conectar los generadores a la red principal no produce ninguna afectación en el voltaje de la *MG* y las potencias logran estabilizarse luego de un corto transitorio.

En general podemos observar que el NPCP ofrece a las cargas de la *MG* una señal sinusoidal con niveles de ruido prácticamente nulos y que es robusta ante los diferentes tipos de perturbaciones (conexión/desconexión de cargas y/o generadores, y cambios de modo de operación). Adicionalmente, la repartición de carga que ofrece el NPCP es muy similar a la del PCC, evidenciando que no es necesario emplear el concepto *droop* para tal fin, y el comportamiento de las potencias entregadas por los generadores empleando el NPCP no presenta los niveles de oscilación que tiene el PCC. Por último, el NPCP no necesita de un *PLL* para la sincronización de los generadores para poderlos incluir a la red principal o para su correcto funcionamiento en modo isla.

Finalmente, en la Tabla 5-4 se presenta un cuadro comparativo que resume el desempeño entre el paradigma de control convencional (PCC) con respecto al nuevo paradigma de control propuesto (NPCP) bajo el análisis realizado anteriormente.

Tabla 5-4.: Cuadro comparativo respecto al desempeño de las estrategias de control evaluadas para la operación de *MGs*.

Característica	NPCP	PCC
Nivel de ruido en el voltaje de la <i>MG</i>	Muy bajo	Alto
Nivel de oscilaciones en las potencias entregadas por los generadores	Muy bajas	Medio
Necesidad de un <i>PLL</i> para sincronización	No	Sí
Robustez ante perturbaciones	Muy alta	Baja
Repartición de potencia entre los generadores	Buena	Muy buena

6. Conclusiones y trabajo futuro

6.1. Conclusiones

Atendiendo a las necesidades de generar estrategias de control nuevas para los sistemas con inercia cero se propuso un nuevo paradigma de control como una alternativa viable que aprovecha las ventajas de estos tipos de sistemas (no sincrónicos basados en inversores) para la operación de *MGs*. La potencialidad de este nuevo paradigma subyace en el uso del enfoque *ADRC* y el aprovechamiento de todas sus características para lograr objetivos de niveles superiores por medio de la integración y complementariedad con un nivel primario basado en el ángulo de fase.

En este trabajo se construyó un *benchmark* en Simulink de Matlab en donde el nuevo paradigma de control propuesto presentó ventajas considerables a nivel de diseño, implementación y desempeño, respecto al paradigma de control convencional, gracias a que ofrece: proceso de obtención intuitivo y simple, manejo de saturación intrínseco, gran independencia del modelo, enfoque descentralizado, independencia de la disposición y estructura de la *MG*, independencia del modo de operación de la *MG* y altos niveles de robustez respecto a ruido y perturbaciones en el sistema (conexión/desconexión de cargas o generadores). Adicionalmente, este nuevo paradigma solo consta de dos niveles de control, lo que reduce en gran medida su complejidad y costos de implementación. Considerando todo lo mencionado anteriormente, este paradigma ofrece una gran versatilidad y aplicabilidad.

A pesar de que la estrategia *ADRC* planteada para el nivel cero tiene teóricamente una equivalencia con un *GPI* robusto, este último, al implementarlo, necesita un manejo de la saturación para evitar el efecto *wind up*, lo cual degrada su desempeño en una aplicación real. Considerando lo anterior, es más deseable un diseño e implementación bajo el enfoque *ADRC* comparado con su equivalente teórico *GPI* robusto.

Finalmente, fue detallado el proceso bajo el enfoque *ADRC* con una metodología esencialmente diferente a las encontradas en la literatura y considerablemente más sencilla. Además, aprovechando el conocimiento y objetivos de la operación de *MGs* se pudieron hacer simplificaciones importantes como la eliminación del diferenciador de seguimiento (*TD* por sus siglas en inglés) y la obtención no iterativa del parámetro de ganancia de la señal de control.

6.2. Trabajo futuro

En primera instancia, respecto al *benchmark* elaborado, existe la posibilidad de incluir baterías en el modelo y ampliar los tiempos de simulación para incluir el efecto del clima en los parámetros de irradiancia y temperatura de los paneles solares (de forma que las baterías se vuelvan protagonistas cuando los paneles no generen lo necesario para el sistema). En dicho escenario aparecerán oportunidades de definir criterios de operación más específicos y controladores de tipo supervisorio. La etapa final en este sentido es elaborar un montaje experimental y por último una implementación real.

En segunda instancia, el paradigma propuesto debe ser evaluado para observar las ventajas que puede ofrecer al nivel terciario en la operación de *MGs*. Adicionalmente, los enfoques bajo los cuales se planteo este nuevo paradigma (*ADRC* y control por ángulo de potencia) abren la posibilidad de plantear o definir nuevos paradigmas o controladores para la operación de múltiples *MGs* interconectadas (nivel terciario).

Finalmente, el área de los sistemas con inercia cero sigue planteando el reto de nuevos controladores que puedan aprovechar el comportamiento de los generadores basados en inversores (generadores no sincrónicos).

A. Anexo: Parámetros del sistema para simulación nivel cero

A continuación se presentan los valores de cada uno de los parámetros para los escenarios de simulación expuestos en el nivel cero, así como los códigos implementados en Matlab para la obtención de los mismos.

Tabla A-1.: Parámetros del sistema para simulación de control de nivel cero.

Carga RLC	10 [kW]
Valor <i>RMS</i> nominal	120 [V]
Frecuencia nominal	60 [Hz]
Voltaje <i>DER</i>	300 [V]
Tiempo de muestreo	4e-07 [s]
Frecuencia conmutación <i>PWM</i>	2.5e6 [Hz]
Inductancia del filtro de salida del inversor	20e-6 [H]
Capacitancia del filtro de salida del inversor	1e-3 [F]

¹ Valores tomados de [64]

Tabla A-2.: Parámetros del control clásico PI de nivel cero.

Ganancia proporcional del lazo de voltaje	5000
Ganancia integral del lazo de voltaje	0.1
Ganancia proporcional del lazo de corriente	5000
Ganancia integral del lazo de corriente	0.1

Tabla A-3.: Parámetros del control ADRC de nivel cero.

β	3e10
k_0	1e10
k_1	2e5
l_0	3.9999e15
l_1	-7.0356e14
l_2	7.0362e14
l_3	4e5

En la Figura. **A-1** se muestra el código implementado en Matlab para obtener los parámetros del controlador ADRC nivel cero e implementarlo en Simulink.

```

%% ZERO LEVEL CONTROL

%***** Control Parameters - ADRC *****
beta = 2*Vdc_mppt/(L*C);

% RESO
Aro = [0 1 1 0;
       0 0 0 0;
       0 0 0 1;
       0 0 -w^2 0];
Bro = [beta; 0; 0; 0];
Cro = [1 0 0 0];
rootObsR = 1e5*[-1 -1 -1 -1];
Lro = acker(Aro',Cro',rootObsR)';
l3 = Lro(1); l2 = Lro(2); l1 = Lro(3); l0 = Lro(4);
Laux = [l1+l2-l3^2; -l2*l3; l0-l1*l3; -l1*w^2-l0*l3];

% Feedback Control Law
rootCtrl = 1e5*[-1 -1];
Pol = poly(rootCtrl);
k1 = Pol(2); k0 = Pol(3);

% Robust GPI Equivalency
a5 = k1 + l3;
a4 = k1*l3 + k0 + l2 + l1;
a3 = k1*l2 + k1*l1 + k0*l3 + l0;
a2 = k1*(w^2*l3 + l0) + k0*(w^2 + l2 + l1) + w^2*l2;
a1 = k1*w^2*l2 + k0*(w^2*l3 + l0);
a0 = k0*w^2*l2;

Dgpi = a0/(a5*w^2);
Agpi = a3 - a4*a5 - a0/(a5*w^2);
Bgpi = a2 - a4*w^2 - a0/w^2;
Cgpi = a1 - a4*a5*w^2 - a0/a5;

```

Figura A-1.: Código implementado en MatLab para definir los parámetros del controlador ADRC nivel cero.

B. Anexo: Parámetros del sistema para simulación del nuevo esquema de control propuesto

A continuación, en la Tabla **B-1**, se presentan los valores de cada uno de los parámetros para los escenarios de simulación expuestos para la operación de *MGs*, así como los códigos implementados en Matlab para la obtención de los mismos. Es importante mencionar que los datos relacionados con el nivel cero del Anexo A se utilizaron aquí igualmente.

En la Figura **B-1** se muestra el código implementado en Matlab para obtener los parámetros de los controladores del nivel primario y secundario para el paradigma de control convencional. El control primario de ángulo de potencia del nuevo paradigma de control propuesto, por definición, no tiene ningún parámetro que deba ser sintonizado.

Tabla B-1.: Parámetros del sistema para la simulación de los paradigmas evaluados.

Módulos del panel solar en paralelo	10
Módulos del panel solar en serie	10
Voltaje de cada módulo del panel solar	30 [V]
Irradiancia en el panel solar	1000 [W/m^2]
Temperatura en el panel solar	25 [$^{\circ}C$]
Frecuencia nominal de la <i>MG</i>	60 [Hz]
Voltaje nominal de la <i>MG</i> (<i>RMS</i>)	120 [V]
Resistencia de la línea de transmisión	0.394 [Ohm/Km]
Reactancia de la línea de transmisión	0.180 [Ohm/Km]
Distancia del <i>DG</i> 1 al bus <i>AC</i> de la <i>MG</i>	0.020 [Km]
Distancia del <i>DG</i> 2 al bus <i>AC</i> de la <i>MG</i>	0.010 [Km]
Distancia del <i>DG</i> 3 al bus <i>AC</i> de la <i>MG</i>	0.015 [Km]
Distancia de la red principal al bus <i>AC</i> de la <i>MG</i>	0.005 [Km]
Distancia de la carga A al bus <i>AC</i> de la <i>MG</i>	0.015 [Km]
Distancia de la carga B al bus <i>AC</i> de la <i>MG</i>	0.020 [Km]
Distancia de la carga C al bus <i>AC</i> de la <i>MG</i>	0.010 [Km]
Valor de la carga A	8 [kW]
Valor de la carga B	6.5 [kW]
Valor de la carga C	4 [kW]

¹ Valores de las líneas de transmisión tomados de <https://www.centelsa.com>

```
%% PRIMARY LEVEL CONTROL

%***** Control Parameters - Droop *****

dV = 0.05*Vpeak; dw = 0.05*w;    % Maximum permissible deviations
m = dw/Fmax; n =dV/Qmax;        % Droop coefficients
Rimp = 1e-2;                    % Virtual Impedance

%% SECONDARY LEVEL CONTROL

%***** Control Parameters - Centralized *****

% Feedback Control Law V
g1 = 1e2; g0 = 1e1;
ggain = 1e0;

% Feedback Control Law w
h1 = 1e2; h0 = 1e1;
hgain = 1e-1;
```

Figura B-1.: Código implementado en MatLab para definir los parámetros de los controladores primario y secundario del PCC.

Bibliografía

- [1] ACKERMANN, Thomas ; PREVOST, Thibault ; VITTAL, Vijay ; ROSCOE, Andrew J. ; MATEVOSYAN, Julia ; MILLER, Nicholas: Paving the Way: A Future Without Inertia Is Closer Than You Think. En: *IEEE Power and Energy Magazine* 15 (2017), 11, p. 61–69. – ISSN 1540–7977
- [2] ALZHRANI, Ahmad ; FERDOWSI, Mehdi ; SHAMSI, Pourya ; DAGLI, Cihan H.: Modeling and Simulation of Microgrid. En: *Procedia Computer Science* Vol. 114, Elsevier, jan 2017. – ISSN 18770509, p. 392–400
- [3] BASTIDAS RODRÍGUEZ, J D. ; RAMOS PAJA, C A. ; BASTIDAS-RODRÍGUEZ, J D. ; RAMOS-PAJA, C A.: Tipos de inversores y topologías para aplicaciones de microrredes Types of inverters and topologies for microgrid applications. 2017 (1). – Informe de Investigación. – 7–14 p.
- [4] BEG, Nauman ; ARMSTORFER, Andreas ; ROSIN, Argo ; BIECHL, Helmuth: Mathematical modeling and stability analysis of a microgrid in island operation. En: *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, SEST 2018 - Proceedings*, 2018. – ISBN 9781538653265
- [5] BELTRÁN PULIDO, Andrés Felipe: *Control por rechazo activo de perturbaciones con capacidad de soportar caídas de voltaje en la red en un sistema de generación de energía eólica*, Universidad Nacional de Colombia - Sede Bogotá, Tesis de Grado, nov 2017. – 86 p.
- [6] BENRABAH, Abdeldjabar ; XU, Dianguo ; GAO, Zhiqiang: Active Disturbance Rejection Control of LCL-Filtered Grid-Connected Inverter Using Padé Approximation. En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 54 (2018), nov, Nr. 6, p. 6179–6189. – ISSN 00939994
- [7] CAI, Yuxi ; HE, Yingjie ; ZHOU, Hongwei ; LIU, Jinjun: Active Damping Disturbance Rejection Control Strategy of LCL Grid-Connected Inverter Based on Inverter-Side Current Feedback. En: *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* (2020), p. 1–1. – ISSN 2168–6777
- [8] CAO, Yongfeng ; CAO, Yongfeng ; ZHAO, Qiangsong ; YE, Yongqiang ; YE, Yongqiang ; XIONG, Yongkang: ADRC-Based current control for grid-tied inverters: Design, analysis,

and verification. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 67 (2020), oct, Nr. 10, p. 8428–8437. – ISSN 15579948

- [9] CASOLINO, Giovanni M. ; RUSSO, Mario ; VARILONE, Pietro ; PESCOLSOLIDO, Daniele: Hardware-in-the-loop validation of energy management systems for microgrids: A short overview and a case study. En: *Energies* 11 (2018), Nr. 11. – ISBN 3907762993656
- [10] CHANDORKAR, Mukul C. ; DIVAN, Deepakraj M. ; ADAPA, Rambabu: Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems. En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 29 (1993), Nr. 1, p. 136–143. – ISSN 19399367
- [11] CHERATI, S. M. ; AZLI, N. A. ; AYOB, S. M. ; MORTEZAEI, A.: Design of a current mode PI controller for a single-phase PWM inverter. En: *2011 IEEE Applied Power Electronics Colloquium (IAPEC)*, 2011, p. 180–184
- [12] CHETHAN RAJ, D. ; GAONKAR, D N.: Frequency and voltage droop control of parallel inverters in microgrid. En: *2016 2nd International Conference on Control, Instrumentation, Energy and Communication, CIEC 2016*, IEEE, jan 2016. – ISBN 9781509000357, p. 407–411
- [13] DE COLOMBIA, Gobierno: Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. Pacto por Colombia. Pacto por la Equidad / Departamento Nacional de Planeación. 2018. – Informe de Investigación
- [14] CROWHURST, B. ; EL-SAADANY, E. F. ; EL CHAAR, L. ; LAMONT, L. A.: Single-phase grid-tie inverter control using DQ transform for active and reactive load power compensation. En: *PECon2010 - 2010 IEEE International Conference on Power and Energy*, IEEE, nov 2010. – ISBN 9781424489466, p. 489–494
- [15] DEMIRKUTLU, Eyyup ; ÇETINKAYA, Süleyman ; HAVA, Ahmet M.: Output voltage control of a four-leg inverter based three-phase UPS by means of stationary frame resonant filter banks. En: *Proceedings of IEEE International Electric Machines and Drives Conference, IEMDC 2007* Vol. 1, IEEE, may 2007. – ISBN 1424407435, p. 880–885
- [16] DONG, Lu ; WANG, Huan ; ZENG, Guo Q. ; ZHANG, Zheng J. ; WU, Lie ; XIONG, Ru ; DAI, Yu X.: Optimal Droop Control of Distributed Inverters in a Microgrid under Autonomous Mode Based on Differential Evolution. En: *Proceedings 2018 Chinese Automation Congress, CAC 2018*, IEEE, nov 2019. – ISBN 9781728113128, p. 3684–3689
- [17] DORADO-ROJAS, Sergio A. ; CORTES-ROMERO, John ; RIVERA, Sergio ; MOJICANA, Eduardo: ADRC for decentralized load frequency control with renewable

- energy generation. En: *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, 2019. – ISBN 9781538647226
- [18] ELTHOKABY, Y. ; ELSHAFEI, A. L. ; ABDEL-RAHIM, N. ; ABDEL-ALIEM, Emad S.: Finite-control set model-predictive control for single-phase voltage-source UPS inverters. En: *2016 18th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2016 - Proceedings*, IEEE, dec 2017. – ISBN 9781467390637, p. 261–265
- [19] FENG, Hongyinping ; GUO, Bao Z. *Active disturbance rejection control: Old and new results*. 2017
- [20] FUSHENG, Li ; RUIHENG, Li ; FENGQUAN, Zhou: *Microgrid technology and engineering application*. 2015. – 1–198 p.. – ISBN 9780128036303
- [21] GHEISARNEJAD, Meysam ; KHOOBAN, Mohammad H.: Secondary load frequency control for multi-microgrids: HiL real-time simulation. En: *Soft Computing* 23 (2019), Nr. 14, p. 5785–5798. – ISSN 14337479
- [22] GOLSORKHI, Mohammad S. ; LU, D. D.: A decentralized power flow control method for islanded microgrids using V-I droop. En: *22nd Iranian Conference on Electrical Engineering, ICEE 2014*, 2014. – ISBN 9781479944095, p. 604–609
- [23] GOLSORKHI, Mohammad S. ; LU, Dylan Dah C.: A Decentralized Control Method for Islanded Microgrids under Unbalanced Conditions. En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 31 (2016), jun, Nr. 3, p. 1112–1121. – ISSN 08858977
- [24] GOLSORKHI, Mohammad S. ; LU, Dylan Dah C. ; GUERRERO, Josep M.: A GPS-based decentralized control method for islanded microgrids. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 32 (2017), feb, Nr. 2, p. 1615–1625. – ISSN 08858993
- [25] GUERRERO, Josep M. ; CHANDORKAR, Mukul ; LEE, Tzung L. ; LOH, Poh C. *Advanced control architectures for intelligent microgridspart i: Decentralized and hierarchical control*. apr 2013
- [26] GUERRERO, Josep M. ; MIRET, Jaume: Inverters in Microgrids Using Resistive Output Impedance. En: *Electronic Engineering* (2006), p. 5149–5154. – ISBN 1424401364
- [27] GUO, Bao-Zhu ; ZHAO, Zhi-Liang: *Active Disturbance Rejection Control for Nonlinear Systems*. John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd, oct 2016. – ISBN 9781119239932
- [28] HAN, Hua ; HOU, Xiaochao ; YANG, Jian ; WU, Jifa ; SU, Mei ; GUERRERO, Josep M.: Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 7 (2016), jan, Nr. 1, p. 200–215. – ISSN 19493053

- [29] HAN, Yikan ; XIONG, Hejin: The anti-disturbance performance study of voltage source inverter with active disturbance rejection control. En: *Proceedings of 2019 IEEE 8th Joint International Information Technology and Artificial Intelligence Conference, ITAIC 2019*, IEEE, may 2019. – ISBN 9781538681787, p. 1101–1105
- [30] HASSAN, M. A. ; ABIDO, M. A.: Optimal design of microgrids in autonomous and grid-connected modes using particle swarm optimization. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 26 (2011), mar, Nr. 3, p. 755–769. – ISSN 08858993
- [31] HE, Jinghan ; WU, Xiaoyu ; WU, Xiangyu ; XU, Yin ; GUERRERO, Josep M.: Small-Signal Stability Analysis and Optimal Parameters Design of Microgrid Clusters. En: *IEEE Access* 7 (2019), p. 36896–36909. – ISSN 21693536
- [32] HO, Carl Ngai M. ; CHEUNG, Victor S. ; CHUNG, Henry Shu H.: Constant-frequency hysteresis current control of grid-connected VSI without bandwidth control. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 24 (2009), nov, Nr. 11, p. 2484–2495. – ISSN 08858993
- [33] HOSSAIN, Md A. ; POTA, Hemanshu R. ; ISSA, Walid ; HOSSAIN, Md J. *Overview of AC microgrid controls with inverter-interfaced generations*. 2017
- [34] HUANG, Yi ; XUE, Wenchao: Active disturbance rejection control: Methodology and theoretical analysis. En: *ISA Transactions* (2014). – ISSN 00190578
- [35] JEON, Jin-Hong ; KIM, Jong-Yul ; KIM, Hak-Man ; KIM, Seul-Ki ; CHO, Changhee ; KIM, Jang-Mok ; AHN, Jong-Bo ; NAM, Kee-Young: Development of hardware in-the-loop simulation system for testing operation and control functions of microgrid. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 25 (2010), Nr. 12, p. 2919–2929. – ISSN 08858993
- [36] JUSTO, Jackson J. ; MWASILU, Francis ; LEE, Ju ; JUNG, Jin W. *AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review*. aug 2013
- [37] KAWABATA, Takao ; HIGASHINO, Shigenori: Parallel Operation of Voltage Source Inverters. En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 24 (1988), may, Nr. 2, p. 281–287. – ISSN 19399367
- [38] KAWAMURA, A. ; YOKOYAMA, T.: Comparison of five different approaches for real time digital feedback control of PWM inverters. En: *Conference Record of the 1990 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1990, p. 1005–1011 vol.2
- [39] KAZMIERKOWSKI, Marian P. ; MALESANI, Luigi: Current control techniques for three-phase voltage-source pwm converters: A survey. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 45 (1998), Nr. 5, p. 691–703. – ISSN 02780046

- [40] LAGHRIDAT, Hammadi ; ESSADKI, Ahmed ; NASSER, Tamou: Comparative Analysis between PI and Linear-ADRC Control of a Grid Connected Variable Speed Wind Energy Conversion System Based on a Squirrel Cage Induction Generator. En: *Mathematical Problems in Engineering* 2019 (2019), mar, p. 1–16. – ISSN 15635147
- [41] LI, Han ; WU, Weimin ; HUANG, Min ; SHU-HUNG CHUNG, Henry ; LISERRE, Marco ; BLAABJERG, Frede: Design of PWM-SMC Controller Using Linearized Model for Grid-Connected Inverter with LCL Filter. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 35 (2020), dec, Nr. 12, p. 12773–12786. – ISSN 19410107
- [42] LI, Sijia ; XIONG, Hejin: Active disturbance rejection control of single phase grid connected inverter. En: *2016 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation, IEEE ICMA 2016*, IEEE, aug 2016. – ISBN 9781509023943, p. 2344–2348
- [43] MA, Wenjie ; GUAN, Yuanpeng ; ZHANG, Bo ; WU, Lihao: Active Disturbance Rejection Control Based Single Current Feedback Resonance Damping Strategy for LCL-type Grid-connected Inverter. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 36 (2020), mar, Nr. 1, p. 1–1. – ISSN 0885–8969
- [44] MA, Xinchun ; ZHENG, Changbao ; HU, Cungang: Auto disturbance rejection control of single-phase PWM inverter. En: *Proceedings of the 2015 10th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2015*, IEEE, jun 2015. – ISBN 9781467373173, p. 1251–1254
- [45] MIRSAEIDI, Sohrab ; DONG, Xinzhou ; SAID, Dalila M. *Towards hybrid AC/DC microgrids: Critical analysis and classification of protection strategies*. jul 2018
- [46] MIVEH, Mohammad R. ; RAHMAT, Mohd F. ; GHADIMI, Ali A. ; MUSTAFA, Mohd W. *Control techniques for three-phase four-leg voltage source inverters in autonomous microgrids: A review*. feb 2016
- [47] MOHAMED, Ihab S. ; ZAID, Sherif A. ; ABU-ELYAZEED, M. F. ; ELSAYED, Hany M.: Model predictive control-a simple and powerful method to control UPS inverter applications with output LC filter. En: *2013 Saudi International Electronics, Communications and Photonics Conference, SIECPC 2013*, IEEE, apr 2013. – ISBN 9781467361958
- [48] ORTEGA GONZALEZ, Ruben ; SOSA SAAVEDRA, Julio C. ; CARRANZA CASTILLO, Oscar ; GARCIA ORTEGA, Victor: Comparison controllers for inverter operating in island mode in microgrids with linear and nonlinear loads. En: *IEEE Latin America Transactions* 12 (2014), Nr. 8, p. 1441–1448
- [49] PAWAR, S. N. ; CHILE, R. H. ; PATRE, B. M.: Modified reduced order observer based linear active disturbance rejection control for TITO systems. En: *ISA Transactions* 71 (2017), p. 480–494. – ISSN 00190578

- [50] PLANAS, Estefanía ; ANDREU, Jon ; GÁRATE, José I. ; NIGO MARTÍNEZ DE ALEGRÍA, I ; IBARRA, Edorta. *AC and DC technology in microgrids: A review*. mar 2015
- [51] QI, Xiao ; BAI, Yan: Improved linear active disturbance rejection control for microgrid frequency regulation. En: *Energies* 10 (2017), jul, Nr. 7, p. 1047. – ISSN 19961073
- [52] RAJESH, K. S. ; DASH, S. S. ; RAJAGOPAL, Ragam ; SRIDHAR, R. *A review on control of ac microgrid*. 2017
- [53] SAHOO, Saroja K. ; SINHA, Avinash K. ; KISHORE, N. K. *Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC-DC Microgrid: A Review*. 2018
- [54] SANABRIA TOTAITIVE, Camilo A. ; HERNÁNDEZ GÓMEZ, Oscar M. ; HAY, Abdel: ESTRATEGIA DE CONTROL PARA UN INVERSOR MONOFÁSICO, CON CAPACIDAD DE CONEXIÓN A UN BUS AC UTILIZANDO EL MÉTODO DE DROOP. En: *REVISTA COLOMBIANA DE TECNOLOGIAS DE AVANZADA (RCTA)* 2 (2017), may, Nr. 28. – ISSN 1692–7257
- [55] SCHIFFER, Johannes ; ZONETTI, Daniele ; ORTEGA, Romeo ; STANKOVIĆ, Aleksandar M. ; SEZI, Tevfik ; RAISCH, Jörg: A survey on modeling of microgrids - From fundamental physics to phasors and voltage sources. En: *Automatica* 74 (2016), p. 135–150. – ISSN 00051098
- [56] SEN, Sachidananda ; KUMAR, Vishal. *Microgrid control: A comprehensive survey*. jan 2018
- [57] SEN, Sachidananda ; KUMAR, Vishal. *Microgrid modelling: A comprehensive survey*. jan 2018
- [58] SIRA-RAMÍREZ, H. ; ZURITA-BUSTAMANTE, E.W.: On the equivalence between ADRC and Flat Filter based controllers: A frequency domain approach. En: *Control Engineering Practice* 107 (2021), p. 104656. – ISSN 0967–0661
- [59] SIRA-RAMÍREZ, Hebertt: From flatness, GPI observers, GPI control and flat filters to observer-based ADRC. En: *Control Theory and Technology* 16 (2018), 11, p. 249–260. – ISSN 2095–6983
- [60] SIRA RAMÍREZ, Hebertt J. ; LUVIANO-JUÁREZ, Alberto ; RAMÍREZ-NERIA, Mario ; ZURITA-BUSTAMANTE, Eric W. ; HEBERTT SIRA-RAMÍREZ (Ed.) ; ALBERTO LUVIANO-JUÁREZ (Ed.) ; MARIO RAMÍREZ-NERIA (Ed.) ; ERIC WILLIAM ZURITA-BUSTAMANTE (Ed.): *Active Disturbance Rejection Control of Dynamic Systems*. Elsevier Inc. Butterworth-Heinemann, 2017. – 358 p.. – ISBN 9780128498682
- [61] STADLER, Michael ; NASLÉ, Adib: Planning and implementation of bankable microgrids. En: *Electricity Journal* 32 (2019), may, Nr. 5, p. 24–29. – ISSN 10406190

- [62] STEURER, M. ; BOGDAN, F. ; REN, W. ; SLODERBECK, M. ; WOODRUFF, S.: Controller and power hardware-in-loop methods for accelerating renewable energy integration. En: *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, IEEE, jun 2007. – ISBN 1424412986
- [63] TAYAB, Usman B. ; BIN ROSLAN, Mohd A. ; HWAI, Leong Jenn H. ; KASHIF, Muhammad: A review of droop control techniques for microgrid. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76 (2017), p. 717–727. – ISSN 1364–0321
- [64] Texas Instruments: *Voltage Source Inverter Reference Design*. 2020. – Design Guide: TIDM-HV-1PH-DCAC
- [65] TOMIZUKA, Masayoshi ; TSAO, Tsu C. ; CHEW, Kok K.: Discrete-time domain analysis and synthesis of repetitive controllers. En: *Proceedings of the American Control Conference* Vol. 88 pt 1-3, IEEE, jun 1988. – ISSN 07431619, p. 860–866
- [66] TON, Dan T. ; SMITH, Merrill A.: The U.S. Department of Energy’s Microgrid Initiative. En: *The Electricity Journal* 25 (2012), Nr. 8, p. 84–94. – ISSN 1040–6190
- [67] TRUJILLO RODRÍGUEZ, César L. ; DE LA FUENTE, David V. ; FIGUERES AMORÓS, Emilio ; GARCERÁ SANFELIÚ, Gabriel ; GUACANEME MORENO, Javier: Diseño, modelado e implementación de inversor conectado a la red eléctrica a partir de fuentes renovables. En: *Revista Tecnura* 16 (2012), jun, Nr. 32, p. 12. – ISSN 2248–7638
- [68] UNAMUNO, Eneko ; BARRENA, Jon A. *Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of topologies*. 2015
- [69] UNAMUNO, Eneko ; BARRENA, Jon A. *Hybrid ac/dc microgrids - Part II: Review and classification of control strategies*. 2015
- [70] WANG, Xiaotian ; ZHOU, Xinmin ; WANG, Haoran: Optimizing PI controller of the single-phase inverter based on FOA. En: *2017 2nd International Conference on Robotics and Automation Engineering (ICRAE)*, 2017, p. 151–155
- [71] WU, Guiying ; SUN, Li ; LEE, Kwang Y.: Disturbance rejection control of a fuel cell power plant in a grid-connected system. En: *Control Engineering Practice* 60 (2017), mar, p. 183–192. – ISSN 09670661
- [72] WU, Pan ; HUANG, Wentao ; TAI, Nengling ; LIANG, Shuo: A novel design of architecture and control for multiple microgrids with hybrid AC/DC connection. En: *Applied Energy* 210 (2018), p. 1002–1016. – ISSN 03062619
- [73] XU, Qianwen ; XIAO, Jianfang ; WANG, Peng ; WEN, Changyun: A Decentralized Control Strategy for Economic Operation of Autonomous AC, DC, and Hybrid AC/DC

- Microgrids. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 32 (2017), dec, Nr. 4, p. 1345–1355. – ISSN 08858969
- [74] YANG, Nanfang ; GAO, Fei ; PAIRE, Damien ; MIRAOUI, Abdellatif ; LIU, Weiguo: Distributed control of multi-time scale DC microgrid based on ADRC. En: *IET Power Electronics* 10 (2017), Nr. 3, p. 329–337. – ISSN 17554543
- [75] YI, Wang ; HANHONG, Jiang ; PENGXIANG, Xing: The Research on Second-Order ADRC Algorithm of Using Wind Turbine Virtual Inertia to Participate in Primary Frequency Regulation in a Small Stand-Alone Microgrid. En: *Mathematical Problems in Engineering* 2018 (2018), mar, p. 1–13. – ISSN 15635147
- [76] YU, Yunjun ; HU, Xiangyu: Active Disturbance Rejection Control Strategy for Grid-Connected Photovoltaic Inverter Based on Virtual Synchronous Generator. En: *IEEE Access* 7 (2019), p. 17328–17336. – ISSN 21693536
- [77] ZHANG, Guoyue ; YIN, Ke ; WU, Yue ; QI, Donglian: Control strategy for photovoltaic grid-connected inverter with LCL filter. En: *26th Chinese Control and Decision Conference, CCDC 2014*, IEEE, may 2014. – ISBN 9781479937066, p. 4770–4774
- [78] ZHANG, Heng ; XIONG, Hejin ; HE, Chaozhi: Research on Active Disturbance Rejection Based on New Single-Stage Buck-Boost Inverter. En: *2020 IEEE Student Conference on Electric Machines and Systems, SCEMS 2020*, IEEE, dec 2020. – ISBN 9781728156224, p. 751–755
- [79] ZHANG, Miao ; WU, Jie ; HOU, Congling: The control system of renewable energy connected grid based on the ADRC technology. En: *Proceedings of the World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)* Vol. 1, IEEE, 2004. – ISBN 0–7803–8273–0, p. 64–67
- [80] ZURITA BUSTAMANTE, E. W. ; SIRA-RAMÍREZ, H. ; LINARES-FLORES, J.: An equivalence between the ADRC and the Flat filtering controllers: A case study in double buck converter. En: *2018 14th International Conference on Power Electronics (CIEP)*, 2018, p. 188–193