



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Control óptimo distribuido para un sistema de microrredes

Cindy Melissa Ospina Quiroga

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
Junio de 2020

Control óptimo distribuido para un sistema de microrredes

Cindy Melissa Ospina Quiroga

Proyecto de Tesis de Maestría como requisito para optar al título de:
Magister en Ingeniería - Automatización Industrial

Director:

Eduardo Alirio Mojica Nava, Ph.D.

Línea de Investigación:

Redes eléctricas inteligentes (*Smart Grids*)

Grupo de Investigación:

Grupo PAAS-UN

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

Junio de 2020

*When you make the finding yourself — even if
you're the last person on Earth to see the light
— you'll never forget it*

Carl Sagan

Agradecimientos

Agradezco al profesor Eduardo Mojica-Nava por su apoyo y guía en el desarrollo de esta investigación, y al grupo de investigación PAAS-UN por abrirme las puertas y permitirme ver una nueva perspectiva en el desarrollo de la investigación.

Resumen

En el presente documento se plantea el Proyecto de Tesis de Maestría. Se aborda el tema de control óptimo distribuido para un sistema de distribución de baja tensión que incluye microrredes como sistemas de soporte. Se plantea como primer objetivo obtener un modelo dinámico del sistema de distribución que incluya microrredes. Luego se plantea diseñar un algoritmo de control óptimo distribuido basándose en la estrategia teoría de juegos. Se pretende obtener una solución óptima en cada microrred mediante la comunicación entre agentes, permitiendo obtener información sin implicar un red de comunicación compleja entre cada uno de los agentes. Finalmente, se plantea validar el desempeño de este algoritmo de control en simulación con el modelo del sistema propuesto bajo escenarios formulados en el desarrollo de la Tesis de Maestría.

Palabras clave: Microrredes, flujo óptimo de potencia, optimización distribuida, consenso + innovación.

Abstract

In this document, the Master's Thesis Project is proposed. It approach the issue of distributed optimal control for a low voltage distribution system that includes microgrids as support systems. The first objective is to obtain a dynamic model of the distribution system that includes microgrids. Then it is proposed to design an optimal distributed control algorithm based on the Game Theory strategy. The aim is to obtain an optimal solution in each microgrid through communication between agents, allowing information to be obtained without involving a complex communication network among each of the agents. Finally, it is proposed to validate the performance of this control algorithm in simulation with the modeled system under formulated scenarios in the development of the Master's Thesis.

Keywords: Microgrids, optimal power flow, distributed optimization, consensus + innovation.

Contenido

Agradecimientos	IV
Resumen	V
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	3
1.1.1. Objetivo general	3
1.1.2. Objetivos específicos	3
1.2. Organización del documento	3
2. Microrredes	4
2.1. Estrategias de control - Control jerárquico	5
2.1.1. Control primario	6
2.1.2. Control secundario	8
2.1.3. Control terciario	9
3. Conceptos fundamentales	10
3.1. Teoría de grafos	10
3.1.1. Consenso	12
3.2. Flujo de potencia	12
4. Técnicas de control en microrredes	15
4.1. Control centralizado	15
4.2. Control descentralizado	16
4.3. Control distribuido	17
4.4. Control óptimo distribuido	18
5. Técnica distribuida de optimización	23
5.1. Flujo de potencia óptimo distribuido	23
5.2. Consenso más innovación (C+I)	24
6. Sistema de microrredes	29
6.1. Control óptimo distribuido para un sistema de microrredes	32
6.2. Respuesta del controlador óptimo C+I	39
6.2.1. Configuración por pérdida de conexión física	39

6.2.2. Configuración por pérdida de enlace de comunicaciones	43
6.2.3. C+I bajo diferentes modelos de carga	48
7. Conclusiones y trabajo futuro	57
7.1. Conclusiones	57
7.2. Trabajo futuro	58
Bibliografía	60
A. Código Caso 1 - General	65
B. Código Caso 2 - Pérdida de enlace de comunicaciones	68
C. Modelo del sistema en Simulink	71

Lista de Figuras

2-1. Arquitectura general de microrred. Adaptado de [10].	5
2-2. Capas de un sistema de distribución que incluye cuatro microrredes.	6
2-3. Características del control <i>Droop</i> de frecuencia y tensión. Adaptado de [31] .	7
2-4. Control secundario y terciario de frecuencia para micro fuentes controlables.	8
3-1. Grafo unidireccional de 5 vértices.	10
3-2. Grafo con pesos de 4 vértices.	11
3-3. Diagrama unifilar sistema de potencia.	13
4-1. Control centralizado.	16
4-2. Clasificación de técnicas de control óptimo para el control de la microrred basadas en el tipo de descomposición. Adaptado de [50].	20
5-1. Diagrama de flujo de las actualizaciones del algoritmo Consenso + Innovación.	28
6-1. Sistema de prueba basado en el modelo IEEE 14 nodos.	29
6-2. Sistema IEEE 14 nodos con múltiples áreas.	31
6-3. Topología de comunicaciones entre los agentes del sistema de prueba IEEE 14 nodos.	31
6-4. Características de los paneles fotovoltaicos incluidos en el sistema.	33
6-5. Características de la BESS incluida en el sistema.	34
6-6. Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3, ubicados en los nodos 1, 2 y 3.	35
6-7. Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6, ubicados en los nodos 6, 8 y 10 respectivamente.	36
6-8. Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3.	37
6-9. Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6.	38
6-10. Topología del sistema reconfigurado a partir de $t = 1, 2s$	39
6-11. Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3 cuando hay pérdida de la línea entre los nodos 5 y 6.	40
6-12. Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6 cuando hay pérdida de la línea entre los nodos 5 y 6.	41
6-13. Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3, cuando se pierde una línea entre dos nodos.	42

6-14.Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6, cuando se pierde una línea entre dos nodos.	43
6-15.Topología de comunicaciones del sistema a partir de $t = 1,2s$	44
6-16.Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3 cuando hay pérdida del enlace de comunicaciones entre los nodos 2 y 3.	45
6-17.Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6 cuando hay pérdida del enlace de comunicaciones entre los nodos 2 y 3.	46
6-18.Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3, cuando se pierde un enlace de comunicación.	47
6-19.Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6, cuando se pierde un enlace de comunicación.	48
6-20.Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3 cuando las cargas del sistema son de impedancia constante.	49
6-21.Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6 cuando las cargas del sistema son de impedancia constante.	50
6-22.Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3, cuando la carga es del tipo impedancia constante.	51
6-23.Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6, cuando la carga es de impedancia constante.	52
6-24.Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3 cuando las cargas del sistema son de corriente constante.	53
6-25.Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6 cuando las cargas del sistema son de corriente constante.	54
6-26.Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3, cuando la carga es del tipo corriente constante.	55
6-27.Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6, cuando la carga es de corriente constante.	56

Lista de símbolos

Abreviaturas

Abreviatura	Término
BESS	Battery Energy Storage System
C + I	Consenso + Innovación
DER	Distributed Energy Resources
DG	Distributed Generation
ED	Economic Dispatch
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
LC	Load Controller
MG	Microgrid
MGCC	Microgrid Central Controller
OPF	Optimal Power Flow
PCC	Point of Common Connection
PWM	Pulse Width Modulation
RES	Renewable Energy Sources
SPWM	Sinusoidal Pulse Width Modulation
VSC	Voltage Source Converter

1. Introducción

El creciente consumo de energía eléctrica, así como el progresivo desarrollo de nuevas tecnologías, conlleva a que el sistema eléctrico esté cada vez más automatizado con el propósito de contar con una operación más eficiente y económica. Dicho desarrollo orienta al sistema a ser una *Smart Grid*, una red ciber-física de gran escala que abarca tecnologías avanzadas de generación de energía y comunicaciones que permiten intercambio de información en tiempo real y control sobre los parámetros de la red eléctrica [1].

En el sistema eléctrico de distribución tradicional se lleva la electricidad generada hacia los usuarios finales. En las últimas décadas, se viene buscando que las redes de distribución tengan grupos de cargas controlables (LC, por sus siglas en inglés *Load Controller*) y fuentes de generación de energía distribuidas (DERs, por sus siglas en inglés *Distributed Energy Resources*) con el fin de proporcionar el servicio de electricidad a áreas pequeñas aumentando así la confiabilidad de la prestación del servicio de electricidad [2–4].

Las fuentes de generación renovable (RES, por sus siglas en inglés *Renewable Energy Sources*) son usadas en las microrredes como generadores distribuidos (DG, por sus siglas en inglés *Distributed Generation*), sin embargo debido a la dependencia de las RES a las variaciones del entorno en el que se encuentran, se hace necesario implementar un sistema de dispositivos de almacenamiento de energía (BESS, por sus siglas en inglés *Battery Energy Storage System*) como fuente de respaldo en caso de no poder generar energía debido al tiempo (por ejemplo, cielo nublado en el caso de paneles fotovoltaicos o baja velocidad del viento en el caso de aerogeneradores) [1, 5–7].

Esta nueva configuración de red de distribución se conoce como microrred, la cual puede estar conformada por paneles solares, turbinas eólicas, dispositivos de almacenamiento de energía, y otras fuentes de generación no convencionales a pequeña escala. Esta estructura compone un soporte al sistema eléctrico en caso de que la red principal presente intermitencia en el servicio de energía eléctrica debido a eventos programados o fallas en el sistema [1–4, 8, 9].

Por otro lado, son necesarios inversores de tensión en las RES debido a características propias en la salida de potencia. Además debido a que los inversores proporcionan un balance de potencia rápido se hace necesario implementar un esquema de control que será clave en la operación aislada de la microrred [5, 10, 11].

Al adicionar más unidades DG que tengan la capacidad de configurarse automáticamente al ser conectados a la microrred, es decir unidades *Plug-and-Play*, se obtiene una nueva configuración de microrredes la cuál se conoce como red de microrredes o *Networked Microgrids*. La nueva configuración también proporciona retos en modo aislado y conectada a la red principal, donde la cooperación entre las múltiples unidades DG es clave para proveer la energía correspondiente a la demanda del sistema en caso de que la red principal no esté disponible [12–14].

El control distribuido permite que el sistema se acomode ante un evento al tener la disponibilidad de la información local, de tal manera cuando ocurre una falla en cualquier unidad de generación el sistema de distribución no se apaga y no genera una falla en cascada. Esto es posible a que el controlador de cada unidad generadora puede comunicarse con los otros controladores y se establecen estrategias para mantener el balance de potencia de las microrredes, llegando a un consenso en la potencia que deben generar [6, 15, 16].

El control óptimo permite satisfacer las restricciones operacionales del sistema en todas las condiciones operativas, tomando en consideración la incertidumbre y la variabilidad asociadas con la potencia de salida de las RES, así como la variabilidad de la carga. Un esquema multi-objetivo permite integrar múltiples restricciones sujetas a limitaciones físicas y/u operacionales del sistema, por ejemplo minimizar el consumo de energía cuando la microrred opera en modo aislado, las pérdidas de potencia y los costos de operación asociados [1, 17–21].

Considerando la limitación de información en el sistema y el creciente número de dispositivos controlables, técnicas alternativas de control se vuelven necesarias para lograr diseños computacionales más estables, asequibles, estables y probablemente óptimos en aplicaciones altamente distribuidas; considerando que las técnicas tradicionales de control óptimo se computacionalmente complejas [22].

Dado que en los últimos tiempos se ha venido desarrollando métodos alternativos para lograr el control óptimo distribuido a nivel global [19], nacen nuevas técnicas que optan por estudiar algoritmos que simplifiquen y contrasten con los métodos tradicionales. El algoritmo de consenso más un término de innovación permite encontrar obtener un algoritmo que combina la cooperación entre agentes y la incorporación de sus observaciones, donde en cada paso del algoritmo se procesan las observaciones de los estados de los agentes vecinos [23].

Este trabajo de investigación se enfoca en los siguientes objetivos:

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Diseñar y validar un algoritmo de control óptimo distribuido para un sistema de distribución de baja tensión que incluye microrredes como sistemas de soporte.

1.1.2. Objetivos específicos

1. Plantear un modelo para un sistema de redes de microrredes, en un sistema de distribución el cual incluya los elementos de generación distribuida, de conversión y de almacenamiento de energía.
2. Diseñar un algoritmo de control óptimo distribuido para el sistema de distribución incluyendo microrredes.
3. Validar el desempeño del algoritmo propuesto a través de simulación.

1.2. Organización del documento

En el capítulo 2 se introducen conceptos básicos de microrredes AC. El capítulo 3 aborda conceptos fundamentales de flujo de potencia y teoría de grafos. Conceptos generales de técnicas de control y de control jerárquico se evidencian en el capítulo 4. La técnica de control óptima distribuida consenso + innovación y su relación con el flujo de potencia es presentada en el capítulo 5; se presenta el diseño de un algoritmo de control óptimo distribuido para un sistema de distribución de baja tensión que incluye microrredes como sistemas de soporte y que garantiza la distribución de la potencia entre los agentes (DG, BESS y/o RES) y la demanda de la red (microrred o *Networked Microgrids*).

El modelo de un sistema que incluye microrredes se presenta en el capítulo 6, adicionalmente se exponen las simulaciones del modelo y el algoritmo de control bajo tres (3) escenarios, donde se evidencian los efectos del algoritmo y su convergencia con el fin de asegurar la distribución de flujo de potencia. Finalmente, conclusiones y trabajo futuro se describen en el capítulo 7. Este trabajo se desarrolla primero en base a modelos matemáticos de la teoría de control y todo el sistema, posteriormente se valida mediante la simulación de software. Si bien se han realizado varios estudios para la técnica de control consenso + innovación en microrredes, el control de una microrred AC clúster no se ha estudiado profusamente y es la principal contribución de este trabajo.

2. Microrredes

La integración de pequeñas fuentes de generación de energía distribuidas (DERs, por sus siglas en inglés *Distributed Energy Resources*) en una red en la cual hay cargas controlables (LC, por sus siglas en inglés *Load Controller*) cercanas, puede incrementar la calidad de la potencia y la confiabilidad de la energía suministrada a los usuarios finales. Dicha integración se conoce como microrred, el desarrollo de conceptos y tecnologías requiere de esfuerzos para resolver retos económicos, comerciales y técnicos [8].

La microrred permite dos modalidades de operación: conectado a la red y aislado, permitiendo versatilidad en la red ante una contingencia. La estructura básica de una microrred consiste en grupos de alimentadores radiales donde pueden ser parte de un sistema distribuido o del sistema eléctrico, las DERs se pueden conectar al nodo directamente o mediante el uso de inversores, dependiendo de la fuente, adicional se conforma por un punto común de conexión (PCC, por sus siglas en inglés *Point of Common Connection*) el cual es el único punto en el cuál se conecta a la red o a otra microrred [4].

Cada DER es un agente dentro de la microrred, donde la cooperación y el intercambio de información entre sí es importante para permitir la distribución de potencia en el sistema, además tanto el funcionamiento de las microrredes como su integración en la *Smart Grid*, introducen múltiples desafíos técnicos en el control que deben ser abordados. Se debe establecer un nivel de control para el funcionamiento apropiado y eficiente de la microrred [11].

El controlador típico consiste de un controlador central (MGCC, por sus siglas en inglés *Microgrid Central Controller*), el cual tiene como primera función supervisar y administrar la red en general a través del controlador de la fuente de generación distribuida (MC, por sus siglas en inglés *Microsource Controller*). La segunda función es asegurar la optimización de energía, los valores de ajuste para los parámetros de la microrred y ayudar en el proceso de sincronización cuando se reconecta a la red de baja tensión [24].

En la Figura 2-1 se muestra una arquitectura básica de una microrred, donde se evidencia que el MGCC está ubicada en la subestación de distribución (Media tensión/Baja tensión) y cada microrred se compone de un controlador local, una carga local, una DG no convencional (paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, baterías, celdas de combustible, pequeñas hidroeléctricas, entre otras fuentes de energía) e inversores de corriente continua a corriente

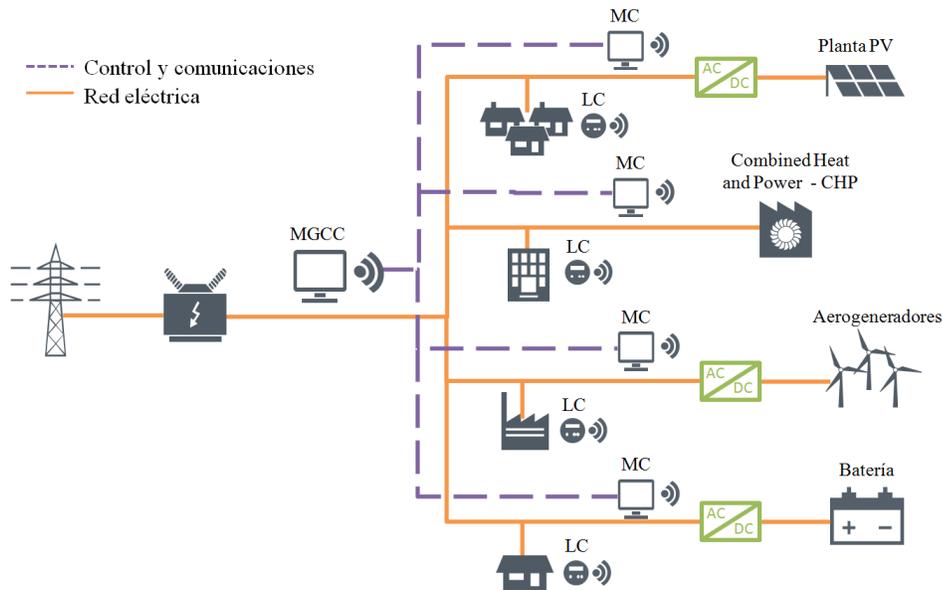


Figura 2-1.: Arquitectura general de microrred. Adaptado de [10].

alterna.

Networked Microgrids

Una red de microrredes o *Networked Microgrids* se constituye por n grupos de m microrredes y hacen parte de un sistema de distribución, cada microrred se conecta de dos formas: la primera consiste en una conexión física (capa física) con el sistema mediante líneas de distribución, la segunda forma corresponde a una conexión virtual (capa de comunicaciones) dedicada como canal de información entre los DG [14, 25, 26]. Cada microrred es un agente y el sistema de distribución se compone de las dos capas (física y de comunicaciones), tal como se observa en la Figura 2-2.

2.1. Estrategias de control - Control jerárquico

Las estrategias de control implementadas aportan confiabilidad a la microrred tratando de minimizar los sobrecostos de su operación [27]. El control convencional divide las tareas de control en sus escalas de tiempo y se agregan en una jerarquía, con ello el control jerárquico consiste en tres niveles de control: control primario, secundario y terciario. A continuación se describen las estrategias de control en cada nivel.

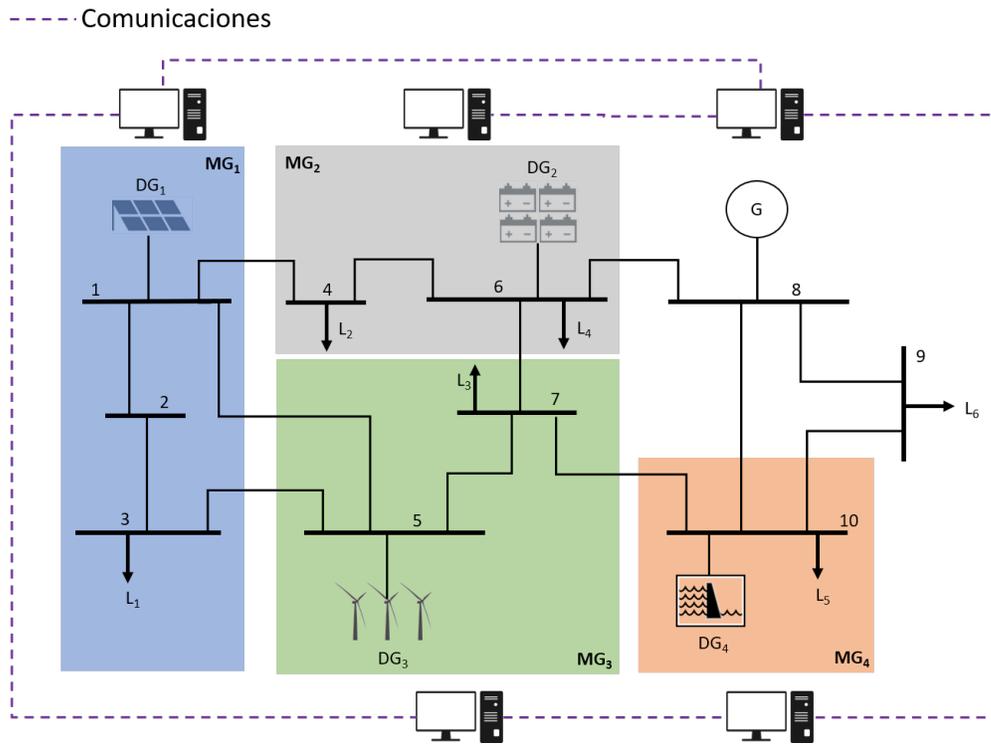


Figura 2-2.: Capas de un sistema de distribución que incluye cuatro microrredes.

2.1.1. Control primario

El objetivo del control primario es estabilizar la red y determinar una distribución proporcional de la demanda entre los DGs. En modo aislado, los inversores son controlados como fuentes de tensión, donde tienen frecuencias y magnitudes de voltaje controladas [28].

Esta estrategia permite que la BESS y la microrred se mantengan en los valores de tensión y frecuencia definidos previos al modo aislado mediante el cambio a droop control [29].

Control Droop

Control Droop es un método convencional usado en las unidades de generación para lograr los objetivos de control primarios como la estabilidad en tensión y frecuencia, y la carga compartida entre generadores cuando la microrred está en modo aislado. El control se implementa bajando la frecuencia y la tensión en función de la potencia activa y reactiva del inversor, respectivamente [2, 30–32].

Bajo condiciones de información limitada con otros DG el controlador puede responder efectivamente debido a que la salida de la potencia activa y la frecuencia es una relación lineal, al igual que la tensión y la potencia reactiva [33]. Las características mencionadas

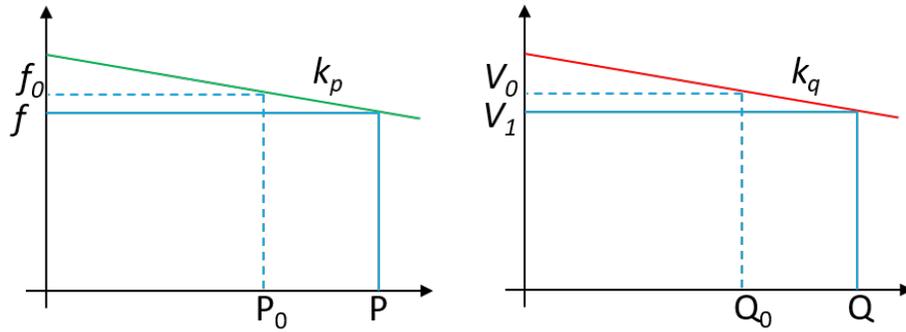


Figura 2-3.: Características del control *Droop* de frecuencia y tensión. Adaptado de [31]

para el control de caída de frecuencia y tensión se muestran en la Figura 2-3.

$$f - f_0 = -k_p(P - P_0)$$

$$V_1 - V_0 = -k_q(Q - Q_0)$$

Donde P y Q son la potencia activa y reactiva de salida, respectivamente; k_p y k_q son las constantes de pendientes y su valor es positivo, finalmente f_0 y V_0 son los valores de frecuencia del inversor y la tensión en los terminales en condiciones sin carga, respetivamente.

Control de potencia de salida PQ

Esta estrategia de control asegura que la salida de potencia activa y reactiva de la DG sea igual a la referencia establecida, opera inyectando la referencia de las potencias en la entrada del inversor. El control se implementa mediante una fuente de voltaje controlada por corriente en los casos en que la DG o la microrred no requiera mantener un voltaje o soporte de frecuencia [2, 5, 30, 33].

Control del inversor

La estrategia propuesta por Lopes en [34] establece que cuando la DG permanece en control PQ, el BESS cambia a la estrategia *droop control* tan pronto como se aísla la microrred del sistema de distribución. Luego un controlador Proporcional-integral (PI) incluido en la DG determina el *Setpoint* de la potencia activa y reactiva antes del modo aislado, obligando a la DG a generar la potencia predeterminada para mantener la tensión y la frecuencia previa al modo aislado. Asegurando que la BESS no contribuya a la demanda total de energía [29].

Estableciendo así los valores predefinidos de tensión y frecuencia donde se usan en la entrada de la carga, de este modo dependiendo de la carga la salida de potencia activa y reactiva del inversor se define [5].

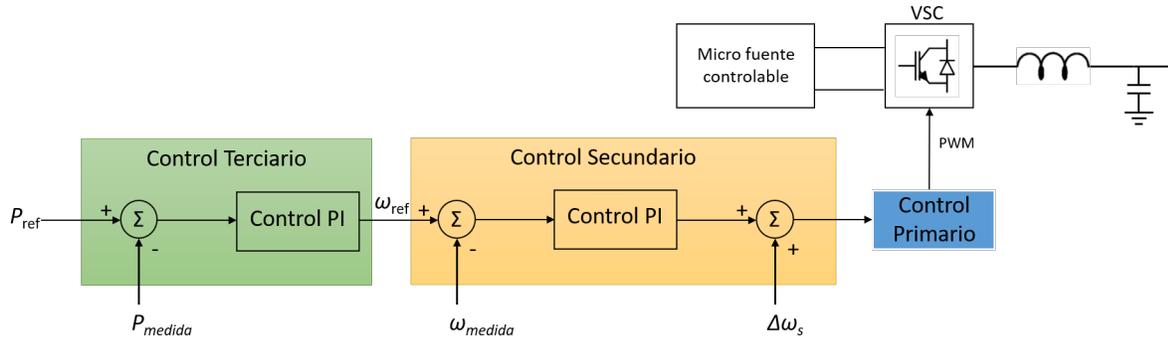


Figura 2-4.: Control secundario y terciario de frecuencia para micro fuentes controlables.

2.1.2. Control secundario

El control secundario compensa las desviaciones de estado estacionario en las magnitudes de tensión y frecuencia causadas por la operación del controlador primario [35]. Se caracteriza por ser un controlador centralizado y está diseñado para tener una respuesta dinámica más lenta que la del control primario, de tal forma se justifica la dinámica desacoplada de los bucles de control primario y secundario y facilita sus diseños individuales. Equilibra la generación con la demanda y su distribución entre las áreas de la red. Por ejemplo, el control de generación automática (AGC por sus siglas en inglés) se basa en el control integral centralizado y opera en una escala de tiempo más lenta que el control primario [36].

Se pueden seguir dos estrategias principales: control secundario local (*Peer-to-Peer Strategy*), mediante el uso de un controlador PI en cada DER controlable o un control secundario centralizado en el MGCC (*Master-Slave Strategy*) [5]. Se considera que en ambas estrategias los valores objetivo para las salidas de potencia activa de las fuentes de energía primaria se definen en función del error de desviación de frecuencia [30, 33]. El diagrama de bloques de un controlador secundario y terciario para la frecuencia se muestra en la Figura 2-4.

En el diagrama de bloques se observa que el valor de frecuencia de la microrred es comparado con el valor referencial de frecuencia; luego la señal de error es procesada en el controlador y la señal resultante es enviada al controlador primario de la DER, compensando así las desviaciones en frecuencia. El análisis se extiende al valor de tensión de la DER.

$$\delta\omega = K_{P\omega}(\omega^{ref} - \omega) + K_{I\omega} \int (\omega^{ref} - \omega) dt + \Delta\omega_s$$

$$\delta V = K_{PV}(V^{ref} - V) + K_{IV} \int (V^{ref} - V) dt$$

Donde $K_{P\omega}$, $K_{I\omega}$, K_{PV} y K_{IV} son los parámetros del controlador. El término $\Delta\omega_s$ se considera para facilitar la sincronización de la microrred con la red principal, en modo aislado el término

es igual a cero. En modo conectado a la red principal, los valores referenciales de tensión y frecuencia corresponden a los valores de la red [35].

2.1.3. Control terciario

El control terciario coordina el flujo de potencia entre la microrred y la red principal de energía, facilitando una operación económica y óptima. Ajusta la amplitud de la tensión y frecuencia de los DERs de la microrred, determinando así el punto de operación para que sea estabilizado en los niveles anteriores de control. Este nivel se caracteriza por tener la respuesta más lenta entre los niveles de control [35].

En el diagrama de la Figura 2-4 se observa que el valor medido de la potencia activa se compara con la referencia de potencia; luego el error se procesa en el controlador PI y la señal resultante es la referencia de la frecuencia, la cual es enviada al controlador secundario de la microrred. El análisis se puede extender al cálculo de la tensión de referencia mediante la potencia reactiva de la microrred.

$$\omega^{ref} = K_{PP}(P_G^{ref} - P_G) + K_{IP} \int (P_G^{ref} - P_G) dt$$

$$V^{ref} = K_{PQ}(Q_G^{ref} - Q_G) + K_{IQ} \int (Q_G^{ref} - Q_G) dt$$

Donde K_{PP} , K_{IP} , K_{PQ} y K_{IQ} son los parámetros de control. ω^{ref} y V^{ref} son los términos de referencia de frecuencia y tensión respectivamente, usados por el controlador secundario [35].

3. Conceptos fundamentales

En esta sección se presentan conceptos fundamentales para comprender un sistema de potencia y su enfoque hacia las microrredes. Se describen funciones y notaciones básicas para relacionar los supuestos para el resto del documento.

3.1. Teoría de grafos

Un grafo está definido por un conjunto de vértices V y un conjunto de conexiones E (o *Edges* en inglés), denotado por $G = (V, E)$. Donde V es un conjunto de n elementos $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$ y E es el conjunto de m conexiones definido por $E = \{v_1v_2, v_1v_3, v_2v_3, \dots, v_iv_j\}$, donde $i, j = 1, 2, 3, \dots, n$ e $i \neq j$ [37].

Un grafo puede clasificarse dependiendo de su conexión; un grafo conectado es uno donde cada nodo puede estar ligado a otro nodo mediante una conexión entre ellos [38] [37]. En la Figura 3-1 se denota un ejemplo de grafo, donde algunos nodos pueden conectarse a uno más nodos vecinos.

Un árbol (o *tree* en inglés) de un grafo es un subconjunto del mismo y se asocia con la partición mínima del conjunto de conexiones donde cada partición está conectada y no se conforma por lazos. Si un nodo se puede conectar a otro mediante las conexiones de un árbol, entonces se le llama *spanning tree*. Adicional, un *spanning tree* para un grafo es entonces un subgrafo que además es un árbol [37].

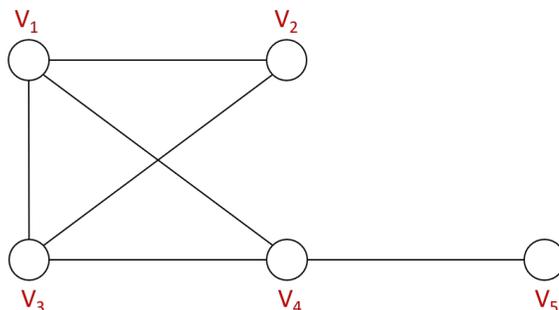


Figura 3-1.: Grafo unidireccional de 5 vértices.

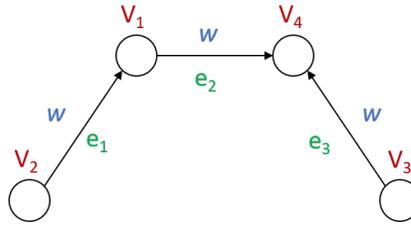


Figura 3-2.: Grafo con pesos de 4 vértices.

Un grafo directo (o digrafo) es un grafo donde se han asignado direcciones a las conexiones, donde los nodos se designan como nodo receptor y nodo emisor, se denota por $D = (V, E)$. Cuando por cada par de vértices hay una ruta dirigida entre ellos, se denomina un grafo fuertemente conectado; por el contrario se denomina débilmente conectado si es un diagrafo desorientado, es decir se ve como un grafo [37]. En la Figura 3-2 se ejemplifica el caso de un grafo con pesos, donde cada conexión tiene un peso w definido en función $E \rightarrow \mathfrak{R}$, el grafo resultante se denota por $G = (V, E, w)$.

Los grafos tienen varias técnicas de estudio, dos de ellas corresponden a la teoría algebraica y a la teoría espectral, donde la primera corresponde a la representación algebraica mediante matrices y la segunda corresponde a la manipulación de sus valores propios (o eigenvalores).

La matriz de grados (o *degree matrix* en inglés) se define como una matriz diagonal y contiene los grados de los vértices, se denota por $\Delta(G)$ y donde $d(v_i)$ es el número de vértices que son adyacentes al vértice v_i del grafo.

La matriz de adyacencia de un grafo se define como un matriz $n \times n$ en la cual se evidencia las relaciones de adyacencia de una grafo, se denota por $A(G)_{ij}$ y en donde a_{ij} toma el valor de 1 si la conexión $v_i v_j \in E$ y 0 en caso contrario.

La matriz Laplaciana para un grafo no dirigido se define como la diferencia entre la matriz de grados y la matriz de adyacencia, de esta definición se puede deducir que todas las filas de la matriz Laplaciana suman cero.

$$L(G) = \Delta(G) - A(G) \quad (3-1)$$

Para la teoría espectral se toman las siguientes definiciones [37]:

1. Para una matriz laplaciana L_v simétrica y positiva semi definida, los eigenvalores reales pueden ser ordenados como $\lambda_1(G) \leq \lambda_2(G) \leq \dots \leq \lambda_n(G)$ con $\lambda_1(G) = 0$.
2. Un grafo está conectado si y sólo si el segundo eigenvalor es mayor que cero, $\lambda_2(G) > 0$, en otras palabras si existe un enlace entre vectores entonces el grafo está conectado.

3. Para un grafo de n vértices con $n - 1$ conexiones, la $\det L_v = 1$ si y sólo si el grafo es un *spanning tree*. En otras palabras, si la determinante de la matriz laplaciana L_v , la cual sale al
4. El número de *spanning trees* se define como $t(G) = \det L_v \forall v \in G$.

3.1.1. Consenso

En una red de múltiples agentes llegar a un consenso sobre un valor requiere de coordinación entre las partes, los enlaces de comunicación permiten el intercambio de información entre agentes vecinos conllevando a que compartan información del estado de la red y puedan tomar acordar un valor determinado. El valor de cada agente puede representar aptitudes físicas de la aplicación tensiones, posiciones, mediciones, entre otras.

El consenso involucra n agentes dinámicos interconectados mediante enlaces de comunicación para el intercambio de información. La tasa de cambio del estado en cada agente se puede determinar mediante la suma de sus estados relativos con respecto a un subconjunto de los agentes vecinos:

$$\dot{x}(t) = -L(G)x(t) \quad (3-2)$$

Donde la matriz definida semipositiva $L(G)$ es el Laplaciano de la red de interacción del agente G y $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ es una red de valor $x_i \in \mathfrak{R}^n$. De tal manera, el estado de la red se denota por $G_x = (G, x)$. Un grafo dinámico es un sistema dinámico con un estado (G, x) donde x cambia de acuerdo a la dinámica de la red \dot{x} .

Se puede definir que los agentes de una red lograron un consenso si y sólo si $x_i = x_j, \forall i, j \in I, i \neq j$. Siempre que los agentes de la red estén de acuerdo, el valor común de todos los agentes es llamado el *valor de decisión grupal* [39].

3.2. Flujo de potencia

Un sistema de potencia de i -ésimos nodos está conformado por n cargas y m generadores. Cada nodo puede estar caracterizado por parámetros propios del nodo tales como potencia generada $(P_{G_{n_i}}, Q_{G_{n_i}})$, potencia de la demanda $(P_{D_{n_i}}, Q_{D_{n_i}})$, tensión del nodo V_{n_i} y ángulo de la tensión θ_{n_i} [38, 40]. Por ejemplo en la Figura **3-3** se muestra un diagrama unifilar de un sistema de potencia conformado por cinco nodos, dos generadores y tres cargas, cada nodo está conectado mediante líneas.

Para determinar las variables de control del nodo i es necesario modelar el sistema de potencia usando la matriz de admitancia \mathbf{Y} , donde la matriz corresponde a los valores de admitancia

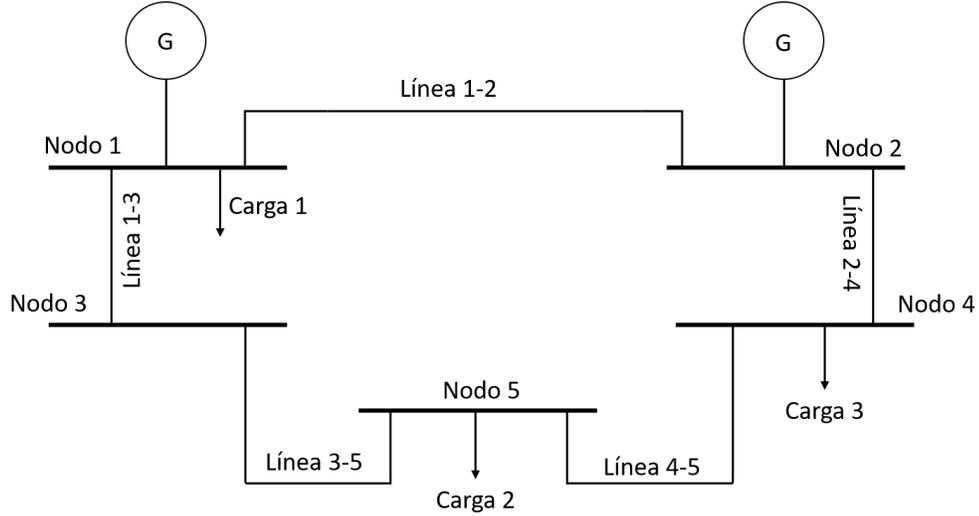


Figura 3-3.: Diagrama unifilar sistema de potencia.

de cada línea y nodo. La matriz \mathbf{Y} corresponde a una matriz $n \times n$ con dimensiones iguales al número de nodos y es simétrica a lo largo de la diagonal, contiene los parámetros eléctricos y la información de la topología de la red [40].

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{pmatrix} \quad (3-3)$$

Donde los valores de los elementos de la diagonal, Y_{ii} , corresponden a la suma de las admitancias conectadas al nodo i . Los valores de los elementos fuera de la diagonal Y_{ik} son iguales al negativo de la admitancia que conecta los dos nodos i y k . Adicional, en representación rectangular se denota por $\mathbf{Y} = \mathbf{G} + j\mathbf{B}$, donde \mathbf{G} es la conductancia y \mathbf{B} es la susceptancia [41].

La potencia inyectada neta en cualquier nodo se puede calcular utilizando la tensión del nodo V_{n_i} , las tensiones del nodo vecino V_{n_j} y las admitancias entre el nodo i y sus nodos vecinos Y_{ik} . Teniendo en cuenta que la tensión del nodo i en coordenadas polares es $V_i = |V_i|e^{i\theta_i}$, donde $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k \in (-180^\circ, 180^\circ]^n$, y la corriente es igual a $I_i = \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k$ [42, 43]. De tal forma la ecuación de flujo de potencia en el nodo i es:

$$\begin{aligned}
S_i &= V_i I_i^* \\
&= V_i \left(\sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \right)^* \\
&= V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* V_k^* = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| e^{j\theta_{ik}} (G_{ik} - jB_{ik}) \\
&= \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (\cos\theta_{ik} + j\sin\theta_{ik}) (G_{ik} - jB_{ik})
\end{aligned} \tag{3-4}$$

Desglosando, la potencia activa y reactiva del nodo i son:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G \cos\theta_{ik} + B \sin\theta_{ik}) \tag{3-5}$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G \sin\theta_{ik} - B \cos\theta_{ik}) \tag{3-6}$$

Teniendo en cuenta las anteriores ecuaciones podemos determinar el flujo de potencia de la línea entre el nodo i y el nodo k [38]:

$$P_{ik} = V_i^2 G_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \cos\theta_{ik} + B_{ik} \sin\theta_{ik}) \tag{3-7}$$

$$Q_{ik} = -V_i^2 B_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \sin\theta_{ik} + B_{ik} \cos\theta_{ik}) \tag{3-8}$$

Considerando flujo de potencia, las ecuaciones de equilibrio de potencia pueden formularse para indicar que la potencia inyectada por los generadores conectados a un nodo menos la potencia extraída por las cargas debe ser igual a los flujos en las líneas conectadas al nodo.

$$\sum_{G=1}^n P_{G_i} - \sum_{D=1}^n P_{D_i} = \sum_{k=1}^n P_{ik} \tag{3-9}$$

4. Técnicas de control en microrredes

A continuación se presentan algunas técnicas de control adicionales a la estrategia convencional presentada en el subítem 2.1., los cuales pueden ser implementados tanto en el nivel primario como en el nivel secundario de control, en algunos casos incluso una combinación de los tres niveles de control. Estabilizar la red, mantener la confiabilidad y lograr minimizar costos en la generación son algunos de los objetivos de las técnicas de control; las ventajas y desventajas de cada uno de ellos dependerán de la aplicación y la finalidad que se quiera obtener.

4.1. Control centralizado

Un control centralizado se caracteriza por concentrar la información suministrada por los agentes, en él se realizan las tareas de gestión de la microrred y sus funcionalidades, por ejemplo la distribución del flujo de potencia en la red mediante gestión económica y la estabilización de sus parámetros eléctricos. Al centralizar la información para ser analizada el controlador carece de redundancia y puede llegar a experimentar problemas más graves cuando la red es grande, alguno de ellos son [5, 44]:

- Al canalizar la información en único punto, el análisis y procesamiento de datos puede ser lento y las redes de comunicaciones pueden verse saturadas cuando el número de dispositivos de control crezcan en la microrred. Se debe contemplar las limitaciones de la red de comunicación y la capacidad computacional en el diseño centralizado.
- El sistema posee un único punto de falla, en caso de falla del controlador el sistema no podría operar de forma correcta y desencadenaría una serie de problemas más serios: *blackouts*¹, desequilibrio en el flujo de potencia y desestabilización de los parámetros eléctricos de la red, por nombrar algunos.

El control jerárquico es un controlador centralizado en donde el nivel dos de control agrupa la información de cada DG y estabiliza los valores de tensión y frecuencia. Adicional, el nivel tres de control centraliza las medidas de potencia activa y reactiva de todos los DG para obtener referencias de la frecuencia y la magnitud de la tensión, de este modo el control centralizado se ve reflejado en ambos niveles de control. La topología estándar del control centralizado se observa en la Figura 4-1.

¹Pérdida del suministro de energía eléctrica en un área de la red.

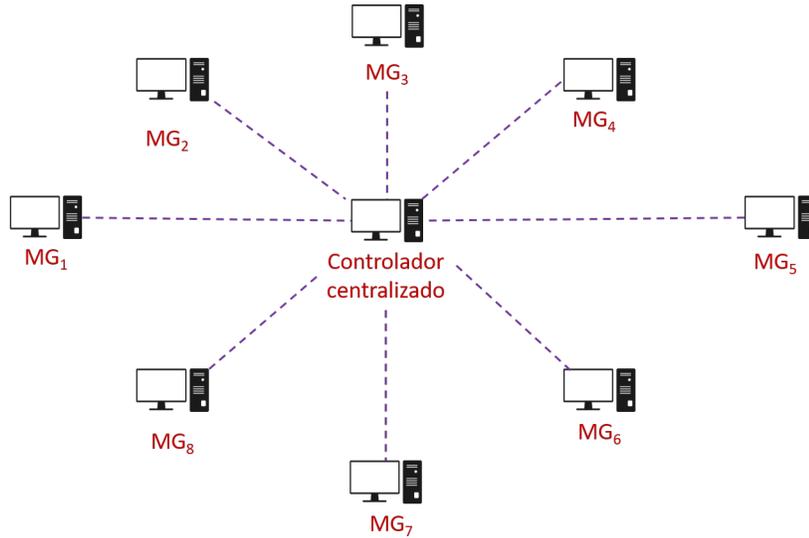


Figura 4-1.: Control centralizado.

4.2. Control descentralizado

El control descentralizado se caracteriza por que cada agente es regulado por uno o más controladores locales en lugar de ser gobernado por un controlador central maestro. Sin embargo, por lo general este tipo de controladores no logran una regulación de frecuencia rápida mientras mantienen una distribución de energía entre las DGs. Adicional, una sola fuente de la microrred no tiene la autoridad o capacidad para realizar las tareas de un control secundario [36].

Control descentralizado de frecuencia

Esta estrategia de control se enfoca en el control integral totalmente descentralizados, utilizando solo mediciones de frecuencia local, de tal forma [45]:

$$u = -p$$

$$T\dot{p} = \omega$$

Donde $p \in \mathfrak{R}^n$ es una variable auxiliar de control, y $T \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ es una matriz diagonal de constantes positivas de tiempo $T > 0$. Este controlador es un control secundario donde se seleccionan algunos inversores para desempeñar el nivel dos de control $V_I = V_{I_P} \cup V_{I_S}$, donde V_I es la cantidad de inversores en una microrred, V_{I_P} son los inversores restringidos al control primario y V_{I_S} son los inversores que realizan el control secundario. Si $|V_{I_S}| \geq 2$ entonces el control secundario da como resultado un conjunto de subespacios invariantes de ciclo cerrado en la cual las diferentes opciones de u llevan a ω a cero [36].

4.3. Control distribuido

El control distribuido trae ventajas técnicas y económicas a la microrred, un sistema con control central con conexiones de comunicación entre cada uno de los agentes es poco práctico y costoso, un esquema de toma de decisiones distribuido en cada agente puede ser la solución cuando existe una información global en el sistema, cada agente obtiene la información (estado actual de la generación y consumo en todos los nodos) solamente de sus vecinos [44].

El controlador toma las decisiones basadas en la información suministrada y permite encontrar la mejor solución para cada caso, es decir, el controlador permite encontrar la solución óptima para la microrred cuando se encuentra en modo aislado y conectado a la red, considerando las dinámicas propias de la microrred y sus restricciones [46].

Control secundario distribuido

El propósito del control secundario distribuido es regular la desviación de frecuencia y tensión generada por el controlador primario, en esta técnica de control se incluyen las comunicaciones para evitar que las diferentes versiones de cada inversor hagan que la microrred sea inestable.

Cada DG puede medir el error de frecuencia y de magnitud de tensión en cada muestra de tiempo, la información se comparte con sus vecinos mediante enlaces de comunicación de tal forma las mediciones de frecuencia y tensión se promedian y se restablecen los valores internamente como [47]. Las señales de control de frecuencia y de tensión son:

$$\delta\omega_{DG_i} = K_{P\omega}(\omega_{MG}^{ref} - \omega_{DG_i}^*) + K_{I\omega} \int (\omega_{MG}^{ref} - \omega_{DG_i}^*) dt + \Delta\omega_s$$

donde,

$$\omega_{DG_i}^* = \frac{\sum_{k=1}^N \omega_{DG_k}^*}{N}$$

$$\delta V_{DG_i} = K_{PV}(V_{MG}^{ref} - V_{DG_i}^*) + K_{IV} \int (V_{MG}^{ref} - V_{DG_i}^*) dt$$

donde,

$$V_{DG_i}^* = \frac{\sum_{k=1}^N V_{DG_k}^*}{N}$$

Teniendo en cuenta que $i = 1, 2, \dots, n$ y $k = 1, 2, \dots, N$, donde n es la cantidad de DGs en la microrred y N es la cantidad de mediciones que llegaron al agente i mediante los enlaces de comunicación.

4.4. Control óptimo distribuido

El control óptimo distribuido permite alcanzar una distribución conveniente de la demanda entre los DG, obteniendo ventajas técnicas y económicas en la microrred. Esto es posible mediante la implementación de un esquema de toma de decisiones distribuido en cada agente cuando existe una información global en el sistema (estado actual de la generación y consumo en todos los nodos) y cada agente obtiene la información solamente de sus vecinos, estableciendo estrategias para distribuir la potencia que deben generar [15–17, 44].

Problema de flujo de potencia óptimo

Se define una función objetivo a ser optimizada, donde se incluyen los parámetros de tensión y frecuencia, y corresponde a la función de costo de la microrred sujeta a las restricciones lineales y no lineales definidas en el marco del problema; de tal forma se asegura la estabilidad satisfaciendo los límites operacionales de la red y su eficiencia económica [16, 48].

Las restricciones limitan la inyección de potencia y tensión de esta forma se mantiene el flujo de potencia en la red. Por tanto, al optimizar el rendimiento del sistema de acuerdo con a una función objetivo específica se le denomina problema de flujo de potencia óptimo (OPF, por sus siglas en inglés *Optimal Power Flow*). La siguiente ecuación general describe un problema OPF:

$$\begin{aligned}
 & \text{mín} && \sum_{i=1}^n C \\
 \text{sujeto a} & && P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \\
 & && Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} \\
 & && (V_i^{\min})^2 \leq |V_i|^2 \leq (V_i^{\max})^2 \\
 & && f_{ik}(V_i, V_k) \leq I_{i,k}^{\max}
 \end{aligned} \tag{4-1}$$

Donde los límites máximos y mínimos especifican las restricciones para la inyección de potencia y magnitud de tensión en la red, y $f_{ik}(V_i, V_k)$ denota la función de flujo apropiada para la línea $(i, k) \in \mathcal{L}$. La función de costo C generalmente se basan en los costos de generación, pérdidas de generación y la tensión deseada; la función puede ser modelado por una función cuadrática $C_i = a_i P_{G_i}^2 + b_i P_{G_i} + c_i$, donde a_i, b_i, c_i son los parámetros de costo y P_{G_i} es la potencia del generador i [42].

Resolviendo el problema OPF se obtiene el flujo correcto de potencia en la red manteniendo los valores dentro de las restricciones del sistema. Con las técnica de control adecuada se obtiene la capacidad de encontrar una solución óptima globalmente, esto si la solución satisface las condiciones de optimalidad.

Condiciones de optimalidad KKT

Las condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para problemas permiten encontrar si la solución es óptima. Supongamos que una función $f : K \subset \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ es convexa si K es un conjunto de vectores convexos y la función de restricción es $g : K \subset \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$.

$$\begin{aligned} \min_{x \in \mathbb{R}^n} \quad & f(x) \\ \text{sujeeto a} \quad & g(x) \leq 0 \\ & h(x) = 0 \end{aligned}$$

Para este caso la solución óptima deben ser soluciones de las condiciones:

$$\begin{aligned} \nabla f(x) + \mu \nabla g(x) + \lambda \nabla h(x) &= 0, & (\text{Estacionario}) \\ \mu g(x) &= 0, & (\text{holgura complementaria}) \\ g(x) \leq 0, h(x) &= 0 & (\text{viabilidad primales}) \\ \mu &\geq 0, & (\text{viabilidad duales}) \end{aligned} \tag{4-2}$$

Por tanto, asumiendo que f y g son continuamente diferenciables. Si el par (λ, μ) satisface las condiciones KKT descritas en la Ecuación (4-2), x es una solución óptima del problema. Adicionalmente si f es estrictamente convexo, x es la única solución del problema. [49].

Convexidad

Para detectar si el mínimo encontrado, con las condiciones de optimalidad KKT, es global o local, es importante tener en cuenta los siguientes requerimientos:

- Si una función $f(x), x \in \mathbb{R}$ tiende a $+\infty$ cuando $x \rightarrow \pm\infty$, entonces la ecuación $f'(x) = 0$ tiene al menos una solución correspondiente al mínimo global de f .
- Si $f''(x) > 0$ para todo x , entonces f es estrictamente convexo, y la ecuación $f'(x) = 0$ tiene como máximo una solución.

Por tanto, si ambos requerimientos se cumplen, la única solución para la ecuación $f'(x) = 0$ corresponderá al mínimo global y, en particular, no existe un mínimo local que no sea global.

Técnicas de control óptimo distribuido

Se describen varias técnicas distribuidas de control de acuerdo a su descomposición, como se observa en la Figura 4-2 [50].

1. *Objetivos Analíticos en Cascada*: El método de objetivos analíticos en cascada (ATC, por sus siglas en inglés *Analytical Target Cascading*) se basa en los problemas de optimización jerárquicos. Bajo este método el sistema se divide en subsistemas que se

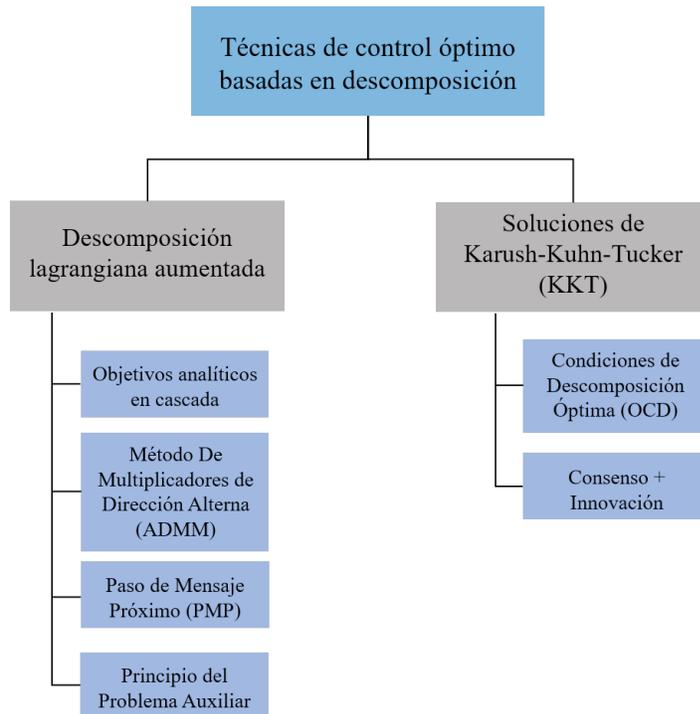


Figura 4-2.: Clasificación de técnicas de control óptimo para el control de la microrred basadas en el tipo de descomposición. Adaptado de [50].

conectan mediante una estructura jerárquica. Los subsistemas principales y secundarios comparten variables de optimización, donde los valores objetivo de las variables se definen en los subsistemas principales y estos las propagan a los subsistemas secundarios, de tal forma en cada iteración las respuestas dadas por los subsistemas secundarios definen la aproximación a los valores objetivos.

Si todos los subproblemas son convexos, se garantiza que el algoritmo converja a la solución. Sin embargo, para este método se debe considerar un coordinador central para gestionar los cálculos de los subsistemas distribuidos [42].

2. *Método De Multiplicadores de Dirección Alternada:* El método de multiplicadores de dirección alterna (ADMM por sus siglas en inglés *Alternating Direction Method of Multipliers*) es un método muy conocido para para la solución de problemas de optimización convexos de una forma distribuida y se basa en un proceso de coordinación de descomposición, en el que un problema se divide en subproblemas y la solución de los subproblemas se coordinan de manera que se logre una solución óptima del problema original.

Bajo este contexto el algoritmo de ADMM sigue pasos de minimización y actualización de variables duales utilizando una función lagrangiana aumentada. Sin embargo, en este algoritmo se requiere un coordinador central para administrar el paso de la

actualización de la variable dual.

3. *Paso de Mensaje Próximo*: El algoritmo de paso de mensaje próximo (PMP) es una aplicación específica del algoritmo ADMM y facilita un algoritmo distribuido, en cada iteración del algoritmo PMP cada agente evalúa una función “prox”, con respecto a la partición del vector de decisión particular, de tal manera las diferencias entre los mensajes se minimizan gradualmente mientras se optimizan los costos de operación de todos los dispositivos en un horizonte de tiempo determinado [42, 50].
4. *Principio del Problema Auxiliar*: El algoritmo de principio del problema auxiliar (APP por sus siglas en inglés *Auxiliary Problem Principle (APP)*) se basa al igual que los anteriores algoritmos en la división de un problema en subproblemas más pequeños. Se usa para encontrar la solución de un problema de optimización resolviendo una secuencia de problemas auxiliares. Se usa una función lagrangiana aumentada para garantizar la coherencia entre los subproblemas de las áreas vecinas y se linealizan los términos cruzados de la ecuación lagrangiana, desacoplando los subproblemas de manera que no se requiere un coordinador central.

En cada iteración cada subproblema necesita saber los valores determinados por un agente vecino en la iteración anterior, así puede el algoritmo APP ser implementado de manera paralela. La convergencia se garantiza si todos los subproblemas son convexos y diferenciables [42, 50].

5. *Condiciones de Descomposición Óptima*: El método de condiciones de descomposición óptima (OCD por sus siglas en inglés *Optimality Condition Decomposition*) asigna cada variable primal y dual a un subproblema específico. En cada iteración el OPF de cada región se formula y resuelve de manera independiente bajo la condición de que solo sus variables asignadas puedan cambiar.

De tal forma en el método OCD las restricciones de optimización de primer orden asociadas con el problema se descomponen y se resuelven mediante subproblemas. En cada iteración las variables asignadas se actualizan resolviendo las condiciones de optimalidad usando Newton-Raphson². Adicional, los subproblemas intercambian información sobre las variables actualizadas asociadas a los límites de los nodos; donde cada subsistema sólo interactúa con otro subsistema directamente conectado.

6. *Consenso + Innovación*: Este método se basa en actualizaciones iterativas para resolver las condiciones de optimalidad de primer orden asociadas al problema OPF, teniendo en cuenta una comunicación entre agentes. Las condiciones de optimización se integran como actualizaciones de innovación en las actualizaciones de las variables.

²Método para la solución de sistemas de ecuaciones no lineales de la forma $f(x) = 0$ y con derivadas de todo orden en el punto x^0 [38].

De esta manera el algoritmo C+I resuelve directamente las condiciones KKT y actualiza las variables usando una combinación lineal de términos de gradiente, derivando a una convergencia más rápida. Adicionalmente, el enfoque del algoritmo permite que no sea necesario actualizar todos los multiplicadores de lagrange, ya que usa operadores de proyección para asegurar la viabilidad con respecto a la restricciones máximas y mínimas.

Las anteriores técnicas de control óptimo distribuido se basan en el método de descomposición donde los métodos de descomposición lagrangiana aumentada (ATC, ADMM, PMP y APP) resuelven los problemas de optimización durante el curso de las iteraciones y en el proceso de actualizar las variables primal y duales se usan únicamente términos de gradientes asociados. En estos algoritmos el esfuerzo computacional es alto en cada iteración.

Los algoritmos que se basan en las soluciones KKT (OCD y C+I) resuelven las condiciones KKT de manera distribuida y el esfuerzo computacional en cada iteración es bastante bajo. Comparativamente el algoritmo OCD actualiza las variables primal y duales mediante pasos de Newton-Raphson mientras que el algoritmo C+I actualiza las variables directamente usando explícitamente actualizaciones. Adicionalmente, el algoritmo C+I puede ser implementado tanto a nivel local como a nivel regional, permitiendo flexibilidad en su aplicación; mientras que OCD puede ser implementado a nivel regional debido a la violación de su criterio de convergencia cuando el número de subproblemas es grande [50].

Finalmente, el algoritmo C+I es atractivo en la resolución del problema OPF en sistemas distribuidos y donde sea ideal implementar controladores a nivel local, garantizando de esta manera la distribución de flujo de potencia dentro de los límites impuestos como restricciones al sistema. En el capítulo **5.2** se describe en profundidad este método de control óptimo distribuido.

5. Técnica distribuida de optimización

5.1. Flujo de potencia óptimo distribuido

El problema OPF establece el cronograma más económico para operar las DG y LC en la red de energía, este problema ha sido tradicionalmente retador para la operación del sistema de energía debido a su no linealidad y no convexidad inherente. En consecuencia el problema OPF pueden ser complejo de manipular directamente en algoritmos de optimización distribuidos.

Por lo tanto, se contemplan aproximaciones lineales y relajaciones convexas de las ecuaciones de flujo de potencia descritas en (3-7) y (3-8). La red es modelada usando aproximaciones DC, por tanto se asume que la diferencia de ángulos a través de las líneas es pequeño $\text{sen}(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j, \forall (i, j) \in \mathcal{L}$; las magnitudes de la tensión son iguales a unidad pu $|V_i| \approx 1$ para todos los nodos $i \in N$ y las líneas son altamente inductivas $G \approx 0$. Con ello las ecuaciones de flujo de potencia son:

$$P_i = \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}} B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (5-1)$$

Se uso una función cuadrática para modelar el costo de la generación, resultando en el siguiente problema matemático:

$$C_{G_i}(P_i) = \frac{1}{2}a_i P_{G_i}^2 + b_i P_{G_i} + c_i \quad (5-2)$$

Donde $a_i, b_i, c_i \geq 0$, si la potencia es generada o inyectada al sistema entonces $P_{G_i} > 0$ y si la potencia es consumida o extraída del sistema entonces $P_{G_i} < 0$. En consecuencia, siguiendo la Ecuación (4-1) el problema local de flujo de potencia óptimo se puede formular como sigue:

$$\begin{aligned} \underset{P_{G_i}}{\text{mín}} \quad & \sum_{i \in \Omega_G} (\frac{1}{2}a_i P_{G_i}^2 + b_i P_{G_i} + c_i) \\ \text{sujeto a} \quad & \underline{P}_{G_i} \leq P_{G_i} \leq \bar{P}_{G_i}, \quad \forall i \in \Omega_G \\ & \sum_{n \in \Omega_G} P_{G_i} = 0, \quad \forall (i, j) \in (\Omega_G, \omega_i) \\ & P_{ij} \geq 0, \quad \forall (i, j) \in (\Omega_G, \omega_i) \\ & P_{ij} \leq 0, \quad \forall (i, j) \in (\Omega_L, \omega_i) \end{aligned} \quad (5-3)$$

Donde $(\underline{P}_{G_i}, \overline{P}_{G_i})$ son los límites mínimos y máximos de generación para el generador $i \in N$ respectivamente; la restricción $\sum_{i=1}^n P_{G_i} = 0$ corresponde al balance de potencia en cada paso; P_{ij} es la potencia de la línea conectada entre los nodo i y j ; Ω_G y Ω_L son los conjuntos de todos los generadores y cargas (o consumidores) respectivamente; y ω_i es el conjunto de los generadores conectados en el nodo i .

Para eliminar las restricciones de desigualdad en las variables se emplea el método de Lagrange. Convierte el problema con restricciones de igualdad en un problema de óptimos libres. Por tanto, la función de Lagrange está dada por:

$$\mathcal{L} = \sum_{i \in \Omega_G} C_{G_i}(P_i) - \lambda \sum_{i \in \Omega_G} P_{G_i} + \sum_{n \in \Omega_G} \bar{\mu}_{G_i}(P_{G_i} - \overline{P}_{G_i}) + \sum_{i \in \Omega_G} \underline{\mu}_{G_i}(P_{G_i} - \underline{P}_{G_i}) \quad (5-4)$$

Donde $\lambda, \mu > 0$ son los multiplicadores de Lagrange.

5.2. Consenso más innovación (C+I)

La técnica de consenso + innovación se basa en una estructura multiagente y en donde los participantes en la microrred coordinan sus parámetros de control de una manera distribuida, asegurando la interoperabilidad del sistema y con ello permitir la capacidad de ser *plug-and-play* [51]. Al no requerir un agente central, cada agente define sus funciones sobre costo/demanda y sus restricciones para la producción y consumo de energía local, de modo que no se hace necesario que los agentes sepan la demanda total del sistema [23].

La técnica C+I usa un algoritmo iterativo que permite que todas las variables en un subproblema varíen y que en un punto limite se satisfagan las condiciones de KKT, de este modo se logra una solución distribuida de las condiciones KKT [42]. En el caso de un problema convexo cualquier punto limite del algoritmo es una solución óptima [52]. De acuerdo a las condiciones de optimalidad de primer orden descritas en la Ecuación (4-2), para la Ecuación (5-4) se obtiene:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{G_i}} = a_i P_{G_i} + b_i - \lambda + \bar{\mu} - \underline{\mu} = 0 \quad (5-5)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = - \sum_{i \in \Omega_G} P_{G_i} = 0 \quad (5-6)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \bar{\mu}_{G_i}} = P_{G_i} - \overline{P}_{G_i} = 0 \quad (5-7)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \underline{\mu}_{G_i}} = P_{G_i} - \underline{P}_{G_i} = 0 \quad (5-8)$$

De modo que para resolver el anterior sistema de ecuaciones restringidas de primer orden de una forma una distribuida se propone un *estimador distribuido*, donde cada nodo intercambia información con sus vecinos en cada iteración y actualiza las variables asociadas al nodo. Donde el contador de la iteración se denota por k y la iteración por $X_i(k)$, la cual incluye las variables asociadas al bus i en la iteración k , por ejemplo $X_i(k) = [\lambda_{ij}(k), P_i(k)]$, de esta manera la forma general del estimador distribuido para cada agente se define por [53]:

$$X_i(k+1) = X_i(k) - \underbrace{\beta \sum_{j \in \Omega_i(k)} (X_i(k) - X_j(k))}_{\text{Consenso}} + \underbrace{\alpha(k)}_{\text{Término de Innovación}} \underbrace{(H_i^T H_i)}_{\text{Término de Innovación}} \quad (5-9)$$

Donde (i, j) representan agentes vecinos entre sí. Ω_i denota el vecindario de comunicación del agente i . $\alpha, \beta > 0$ son los factores de ajuste o de peso para el consenso y el potencial de innovación, respectivamente, y se definen por:

$$\alpha = \frac{g}{k^{\tau_1}}, \quad \beta = \frac{h}{k^{\tau_2}} \quad (5-10)$$

Donde $g, h > 0$, $0 < \tau_2 < \tau_1 < 1$ y $\tau_1 > \tau_2 + 1/2$. Los factores de ajuste satisfacen las siguiente condiciones:

1. La secuencia de ambos factores suma a ∞ , $\sum \alpha = \sum \beta = \infty$, el cual es un requerimiento estándar en los algoritmos estocásticos de aproximación para impulsar las actualizaciones al límite deseado de condiciones iniciales arbitrarias.
2. A medida que las iteraciones se incrementen, $k \rightarrow \infty$, las secuencias de los parámetros α y β decrecen teniendo a cero, $\alpha \rightarrow 0$, $\beta \rightarrow 0$.
3. El potencial de consenso asintótico domina el potencial de innovación, $\beta/\alpha \rightarrow \infty$ cuando $k \rightarrow \infty$.

Adicional, la sumabilidad cuadrada de α ($\tau_1 > 1/2$) se requiere para mitigar el efecto del ruido de detección estocástica que perturba las innovaciones.

El *término de innovación* corresponde a la observabilidad distribuida del sistema. Donde la observación del sistema es *observable distribuida* si la matriz G es de rango completo [54]:

$$G = \sum_{i=1}^N H_i^T H_i$$

Donde G es la matriz de ganancia y se compone de la medición Jacobiana $H_i = [H_1, \dots, H_N]$, asociada a las mediciones de límites; y la matriz de covarianza del error de medición R , en la cual se asume que en la diagonal tiene las variaciones de medida [38, 53].

De esta forma, el algoritmo de consenso asegura la cooperación entre los agentes sobre los precios de la energía, y la parte de innovación permite la comprensión de cada agente sobre sus observaciones, donde está última parte garantiza el cumplimiento de la restricción $\sum_{i=1}^n P_G = 0$. De tal manera, combinar estos dos algoritmos es razonable cuando cada agente converge en una estimación del campo N dimensional [23, 54].

El multiplicador de Lagrange λ_{ij} es el vector de precios estimados de un agente i . La convergencia de la estimación de precios se logra en la actualización de la Ecuación (5-11), a través de un término de consenso correspondiente a las condiciones de optimalidad y evidencia el acoplamiento entre los multiplicadores de Lagrange de los agentes. El segundo término constituye un término de innovación y asegura la aplicación de la restricción de igualdad:

$$\lambda_{ij}^{(k+1)} = \lambda_{ij}^k - \beta \sum_{j \in \omega_i} (\lambda_{ij}^k - \lambda_{ji}^k) - \alpha \sum_{i \in \Omega_i} P_i^k \quad (5-11)$$

Donde $\alpha, \beta > 0$ son los parámetros de ajuste y k es el número de iteraciones. ω_i es el vecindario de comunicaciones del agente i de acuerdo a la topología de comunicación de la red, Ω_i denota el conjunto de generadores de la red. Los ajustes de los parámetros (α, β) son importantes para el desempeño del algoritmo y por lo general es una compensación entre la velocidad de convergencia y la resistencia al cambio de configuración. El ajuste depende tanto del valor de los parámetros como de la relación entre los dos. El rendimiento podría mejorarse mediante el uso de factores adaptativos que ajustan esta relación.

El objetivo es determinar el despacho de generación en la microrred para reducir el costo de suministrar potencia a la carga, teniendo en cuenta las restricciones operativas como capacidad de generación y límites en las líneas de distribución.

Si en la Ecuación (5-5) todos los agentes del sistema, la potencia generada P_{G_i} no ha alcanzado el límite superior o inferior ($\bar{\mu} = 0, \underline{\mu} = 0$), entonces la solución más óptima es que todos los agentes tengan el mismo costo marginal.

$$a_i P_{G_i} + b_i \doteq \lambda$$

Esto se conoce como el criterio de despacho económico (ED por sus siglas en inglés *Economic Dispatch*). Para generadores con restricciones de desigualdad vinculantes el costo marginal se desvía desde λ por el valor de los multiplicadores de Lagrange de las restricciones de enlace correspondientes [51].

Suponiendo que el problema primal admite una solución factible, la configuración óptima para todos los agentes se puede parametrizar de única manera en términos de λ , de este modo conociendo el valor del multiplicador de Lagrange λ_{ij} , la actualización para la potencia del

generador i está dada por:

$$P_i^{(k+1)} = \mathbf{P}_i \left[\frac{\lambda_{ij}^{(k+1)} - b_i}{a_i} \right] \doteq \underset{P_i \leq P_i \leq \bar{P}_i}{\operatorname{argmin}} \left\| P_i - \frac{\lambda_{ij}^{(k+1)} - b_i}{a_i} \right\|^2 \quad (5-12)$$

Donde $\mathbf{P}_i[\cdot]$ denota el operador de proyección asociado con el agente i , este operador proyecta el argumento en el espacio de la solución factible $[P_i, \bar{P}_i]$, donde $P_i = \max(P_i, P_{n,-1} + \Delta P_i)$ y $\bar{P}_i = \min(\bar{P}_{G_i}, P_{n,-1} + \Delta \bar{P}_i)$, es decir si los valores de la potencia son mayores que el límite superior (\bar{P}_i) entonces el valor de $P_i^{(k+1)}$ sería el límite superior y de igual manera para el límite inferior. Por tanto, las restricciones máximas y mínimas se ajustan para tener en cuenta la tasa de generación efectiva, donde la potencia de salida inicial del generador se denota por $P_{n,-1}$.

Bajo esta primicia la actualización de la potencia activa es equivalente a usar la Ecuación 5-5 donde se incluyen los multiplicadores de Lagrange $\bar{\mu}$ y $\underline{\mu}$ para actualizar la potencia. Adicional, cabe mencionar que como estos multiplicadores no aparecen en ninguna otra restricción, no es necesario proporcionarles una actualización.

De esta manera, de acuerdo a la restricción de equilibrio del flujo de potencia dada en la Ecuación (5-7), el objetivo del algoritmo distribuido puede formalizarse como un problema de consenso restringido, en donde los agentes buscan llegar a un acuerdo sobre el costo marginal λ .

En cada paso de la iteración del algoritmo se usa solamente la información local y proveniente de agentes vecinos, donde cada agente puede representar un nodo o una región de la red y comparte la información de sus variables (ángulo de fase, potencia activa generada y variables duales del balance de potencia) a sus vecinos. Las variables se usan para calcular una actualización para la próxima iteración [42].

En la Figura 5-1 se muestra el diagrama de flujo de las actualizaciones del algoritmo. Donde el criterio para detener el algoritmo es cuando se logra la convergencia, para ello se definen los parámetros de tolerancia ϵ_1 y ϵ_2 , donde si se cumplen las siguientes condiciones terminará el algoritmo:

$$|\lambda_{ij}^{(k+1)} - \lambda_{ij}^k| < \epsilon_1 \quad (5-13)$$

$$|P_i^{(k+1)} - P_i^k| < \epsilon_2 \quad (5-14)$$

Para asegurar la convergencia del algoritmo se deben cumplir las siguientes condiciones:

1. Las funciones locales de innovación deben ser suficientemente regulares.
2. La red de comunicaciones entre agentes necesitan estar conectada.

3. Los factores de ajuste (α, β) deben satisfacer las condiciones anteriormente descritas.

En ese sentido, la secuencia de los pesos o factores de ajuste deben diseñarse cuidadosamente, de tal forma el consenso de potencial debe dominar el potencial de innovación, para lograr la convergencia. La combinación de dos potenciales hace que el algoritmo distribuido y su análisis de convergencia sean fundamentalmente diferentes de los enfoques iterativos basados en gradientes clásicos.

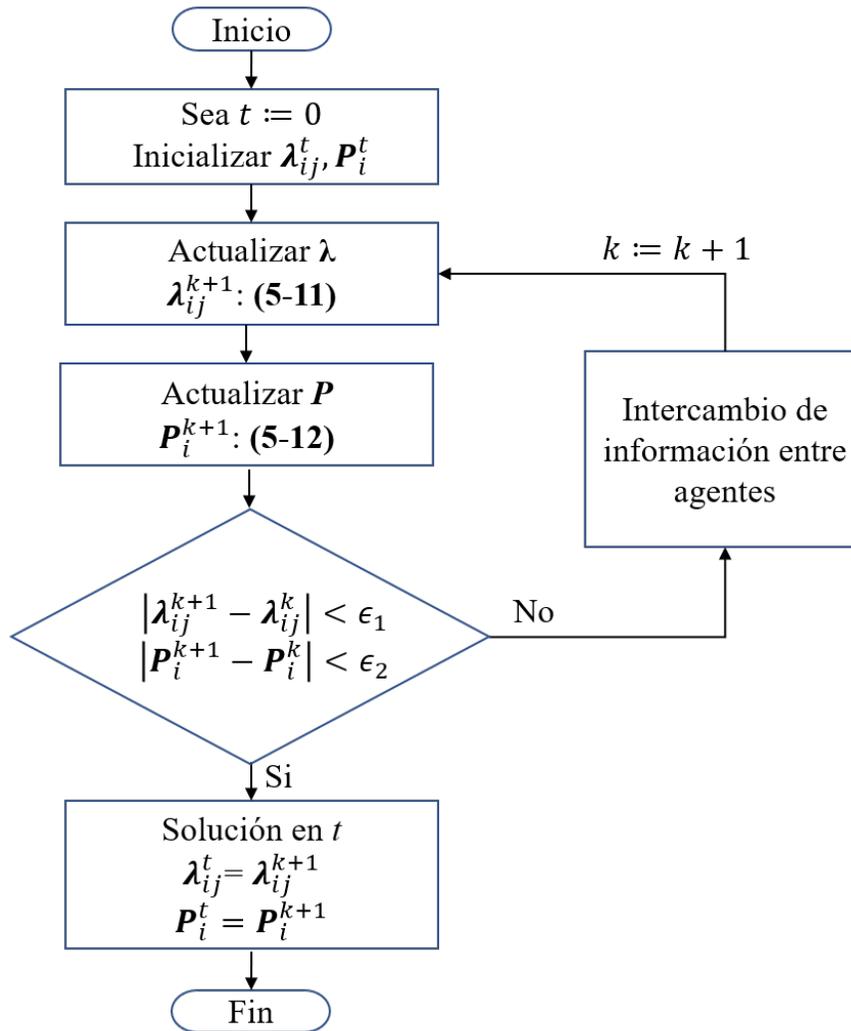


Figura 5-1.: Diagrama de flujo de las actualizaciones del algoritmo Consenso + Innovación.

6. Sistema de microrredes

El sistema de pruebas de la Figura 6-1 se deriva de un sistema IEEE de 14 nodos, consiste en cinco (5) generadores fotovoltaicos, una (1) BESS y once (11) cargas controlables de potencia constante. Se considera que los generadores PV tendrán las mismas características. Los parámetros eléctricos del sistema se muestran en la Tabla 6-1.

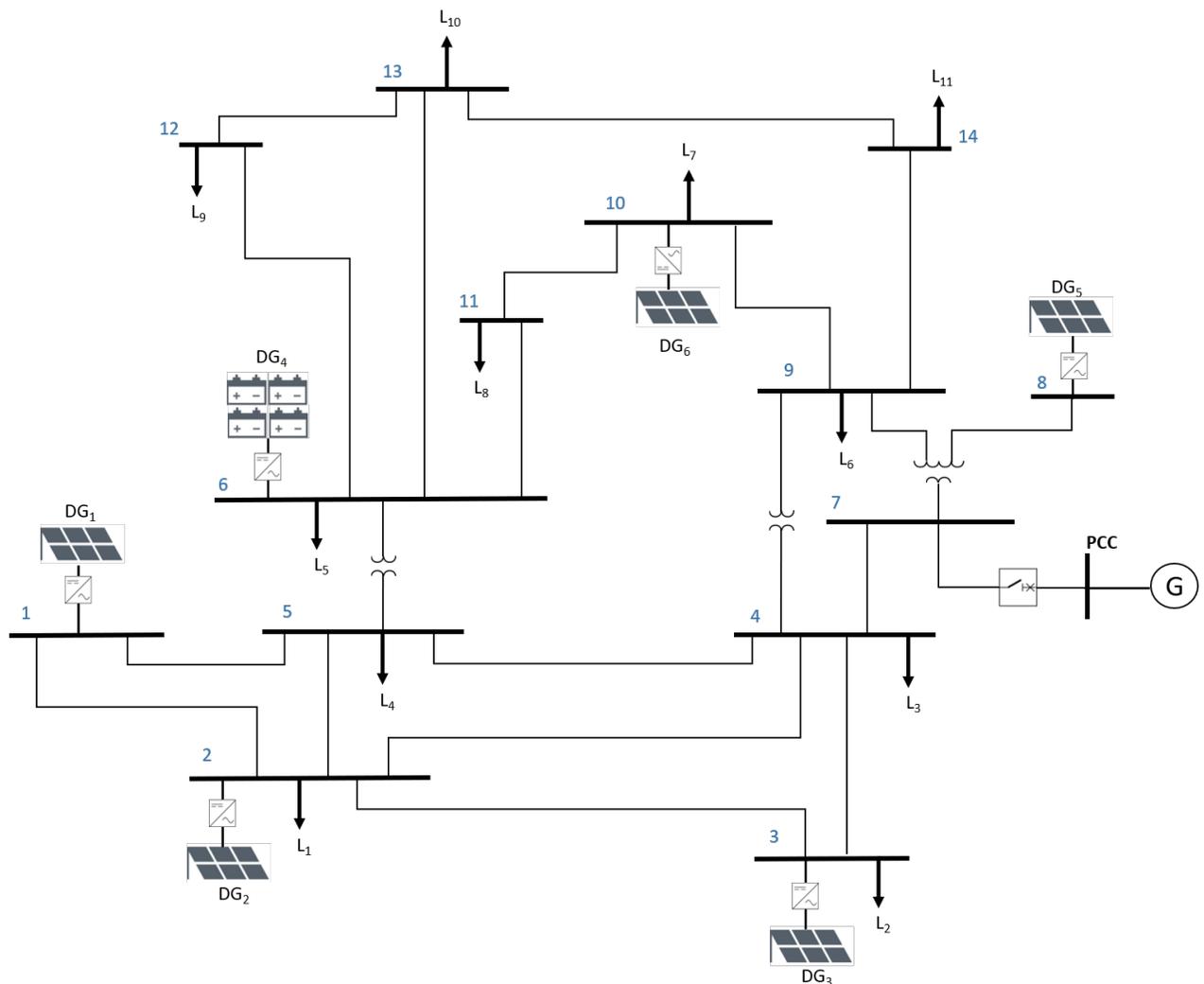


Figura 6-1.: Sistema de prueba basado en el modelo IEEE 14 nodos.

Tabla 6-1.: Parámetros eléctricos del sistema de pruebas.

Parámetros Eléctricos Sistema IEEE 14 Nodos	
Frecuencia Nominal [Hz]	60
Tensión nominal [V _{rms}]	250
Máxima Potencia Activa en cada DG PV [kW]	46.46
Máxima Potencia Activa BESS [kW]	185.84
Potencia de consumo de cada carga L_{1-11} [kW]	16
Impedancias de las Líneas	
Z_{1-2}	0.0194+j 0.0605
Z_{1-5}	0.05403+j 0.0654
Z_{2-3}	0.0470+j 0.0733
Z_{2-4}	0.0581+j 0.0857
Z_{2-5}	0.0569+j 0.0942
Z_{3-4}	0.067+j 0.0925
Z_{4-5}	0.0133+j 0.2488
Z_{4-7}	j 0.000665
Z_{4-9}	j 0.00177
Z_{5-6}	j 0.000802
Z_{6-11}	0.0950+j 0.000633
Z_{6-12}	0.1229+j 0.000814
Z_{6-13}	0.0661+j 0.000415
Z_{7-8}	j 0.000561
Z_{7-9}	j 0.00035
Z_{9-14}	0.1271+j 0.000861
Z_{10-11}	0.0820+j 0.0006114
Z_{12-13}	0.2209+j 0.0006362
Z_{13-14}	0.1709+j 0.00111

Cumpliendo con la condición de observabilidad descritas en la en la Subsección 5.2, el sistema de pruebas se dividirá en microrredes con el propósito de tener en cuenta las conexiones físicas entre diferentes áreas del sistema. Se tiene en cuenta que las actualizaciones en cada agente será sincrónica con cada uno de los agentes del sistema. En la Figura 6-2 se aprecian las microrredes que componen el sistema.

Las conexiones de comunicaciones entre los agentes se observa en la Figura 6-3, cada agente corresponde a un DG del sistema y el grafo adopta una topología diferente a las conexiones físicas del sistema. En la matriz de adyacencia se evidencian las relaciones de cada agente.

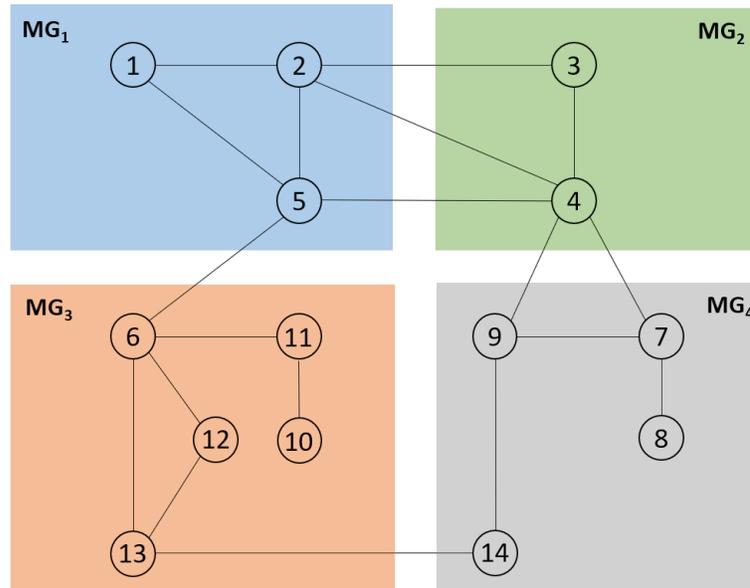


Figura 6-2.: Sistema IEEE 14 nodos con múltiples áreas.

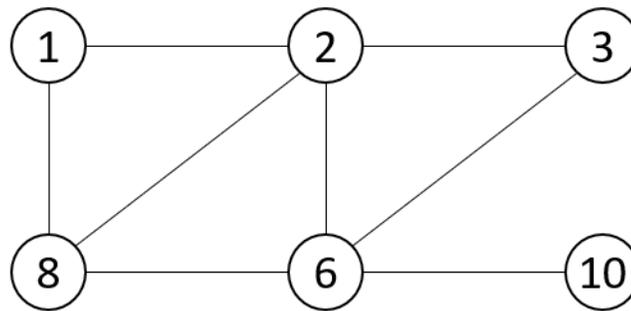


Figura 6-3.: Topología de comunicaciones entre los agentes del sistema de prueba IEEE 14 nodos.

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Las simulaciones se realizan en MATLAB y en la herramienta SIMULINK versión R2019b de 64 bits en un computador de escritorio (AMD Ryzen 7 2700, 3.20 GHz, 8 GB de RAM).

6.1. Control óptimo distribuido para un sistema de microrredes

Los parámetros para los generadores PV y la batería se muestran en la Tabla 6-2. Para las simulaciones del sistema se toman valores iniciales del multiplicador de Lagrange λ , correspondiente al precio de la energía en cada DG. Se asume que la potencia activa de generación mínima para los DGs es 0kW, con ello la variable P se inicializa en cero. Adicional, con el fin que los generadores sean indispensables se define que la diferencia entre límites máximos y mínimos es igual, es decir $\Delta \underline{P}_i = \Delta \overline{P}_i$, permitiendo definir una función de costo virtual a_n y b_n sin afectar la solución óptima.

Tabla 6-2.: Parámetros de los generadores del sistema.

Nodo	\underline{P}_i [kW]	\overline{P}_i [kW]	a_i [\$/kWh ²]	b_i [\$/kWh]	λ_i^0 [\$/kWh]
1	5	450	0.35	20	35
2	2	450	0.56	23	33
3	7	190	0.7	19	36
6	10	450	0.38	25	31
8	2	450	0.35	15	34
10	3	450	0.21	10	32

Dado que la velocidad de convergencia del algoritmo C+I depende de los parámetros de ajuste, después de varias combinaciones se eligen los siguientes parámetros:

$$\alpha = \frac{0.091}{k^{0.98}}, \quad \beta = \frac{0.45}{k^{0.001}} \quad (6-1)$$

Donde $k = 1, \dots, N$ es el contador de iteraciones. Los parámetros de tolerancia definidos en las Ecuaciones (5-13) y (5-14) se definen como:

$$\epsilon_1 = 0.01, \quad \epsilon_2 = 0.001 \quad (6-2)$$

En la Figura 6-4 se muestran las características de los paneles fotovoltaicos incluidos en los nodos 1-3, 8 y 10 del sistema. La irradiancia hacia los paneles permanece constante en el tiempo con un valor de 1000W/m².

La tensión de salida de cada panel corresponde a aproximadamente 882.2Vdc y la potencia de salida, luego del pico de generación, es de 104.8W aproximadamente. Cabe mencionar que cada panel empieza a generar en $t = 0.017s$.

En la Figura 6-5 se muestran las características de la batería incluida en el nodo 6 del sistema. Como se observa tienen un estado de carga inicial del 80% y la potencia activa

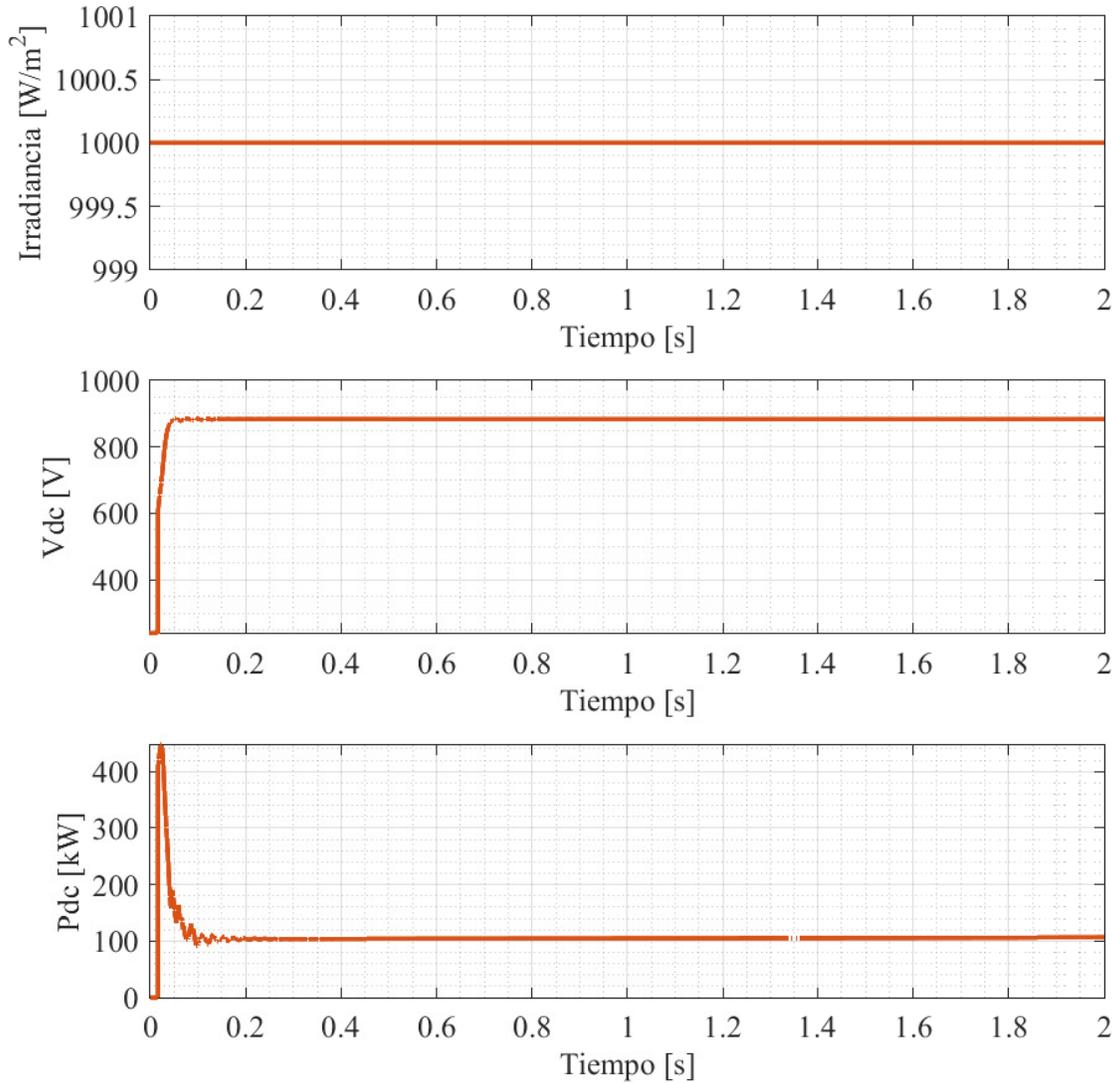


Figura 6-4.: Características de los paneles fotovoltaicos incluidos en el sistema.

almacenada en la batería corresponde a 9.43kW.

Con el fin de evaluar el desempeño del algoritmo en estado aislado y conectado a la red, en la primera simulación se toma un estado inicial aislado desde $t = 0s$ hasta $t = 0.4s$, a partir de $t = 0.4s$ el sistema se conecta a la red de distribución hasta el tiempo $t = 1s$, luego en $t = 1s$ el sistema de microrredes se desconecta de la red hasta $t = 2s$.

En las Figuras 6-6 y 6-7 se evidencia el comportamiento del costo marginal λ de cada agente. Se observa que el costo marginal de cada agente tiende a estabilizarse previo a la conexión del sistema a la red principal, a partir de $t = 0.4s$ el costo marginal de cada agente se incrementa teniendo en cuenta que la red principal inyecta potencia al sistema.

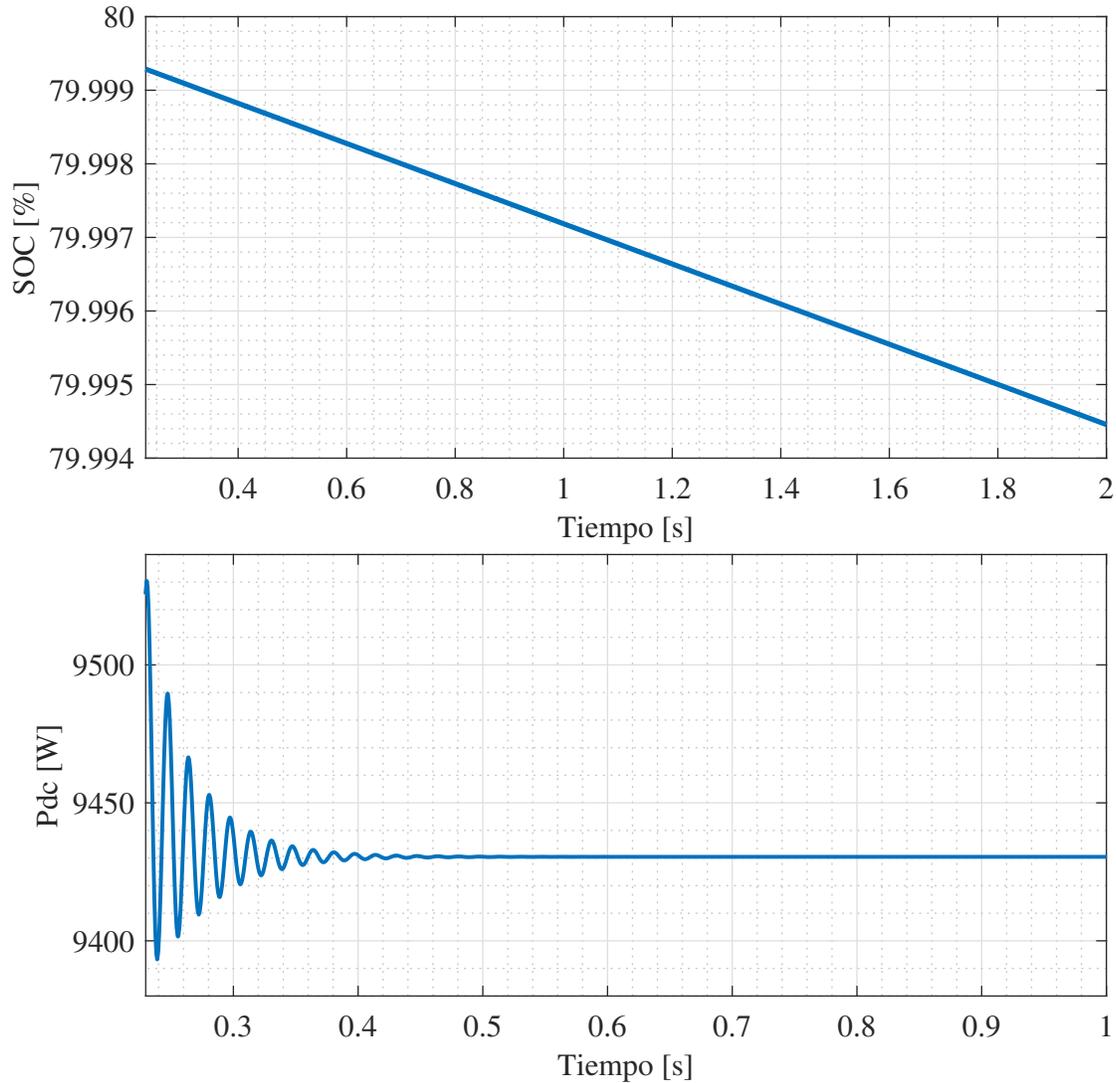


Figura 6-5.: Características de la BESS incluida en el sistema.

Para el intervalo de tiempo, $t = (0, 0.4]s$, se evidencia una reducción en el costo de los agentes 1-3 y 5, mientras que el costo para los agentes 4 y 6 se mantiene. Para el intervalo $t = [1, 2]s$ el costo de todos los agentes disminuye, llegando a valores aproximados del primer intervalo de tiempo.

Para este primer caso se puede apreciar que los agentes 1, 2 y 5 convergen a $32.32 \$/kWh$, $32.48 \$/kWh$ y $32.89 \$/kWh$, respectivamente; evidenciando que entre ellos convergen a un costo aproximado en el intervalo $[32, 33] \$/kWh$.

Los agentes 4 y 6 cada uno converge al mismo valor inicial correspondiente, $31 \$/kWh$ y 32

$\$/kWh$ respectivamente; y el agente 3 converge a $35.87 \$/kWh$ siendo un valor aproximado al valor inicial.

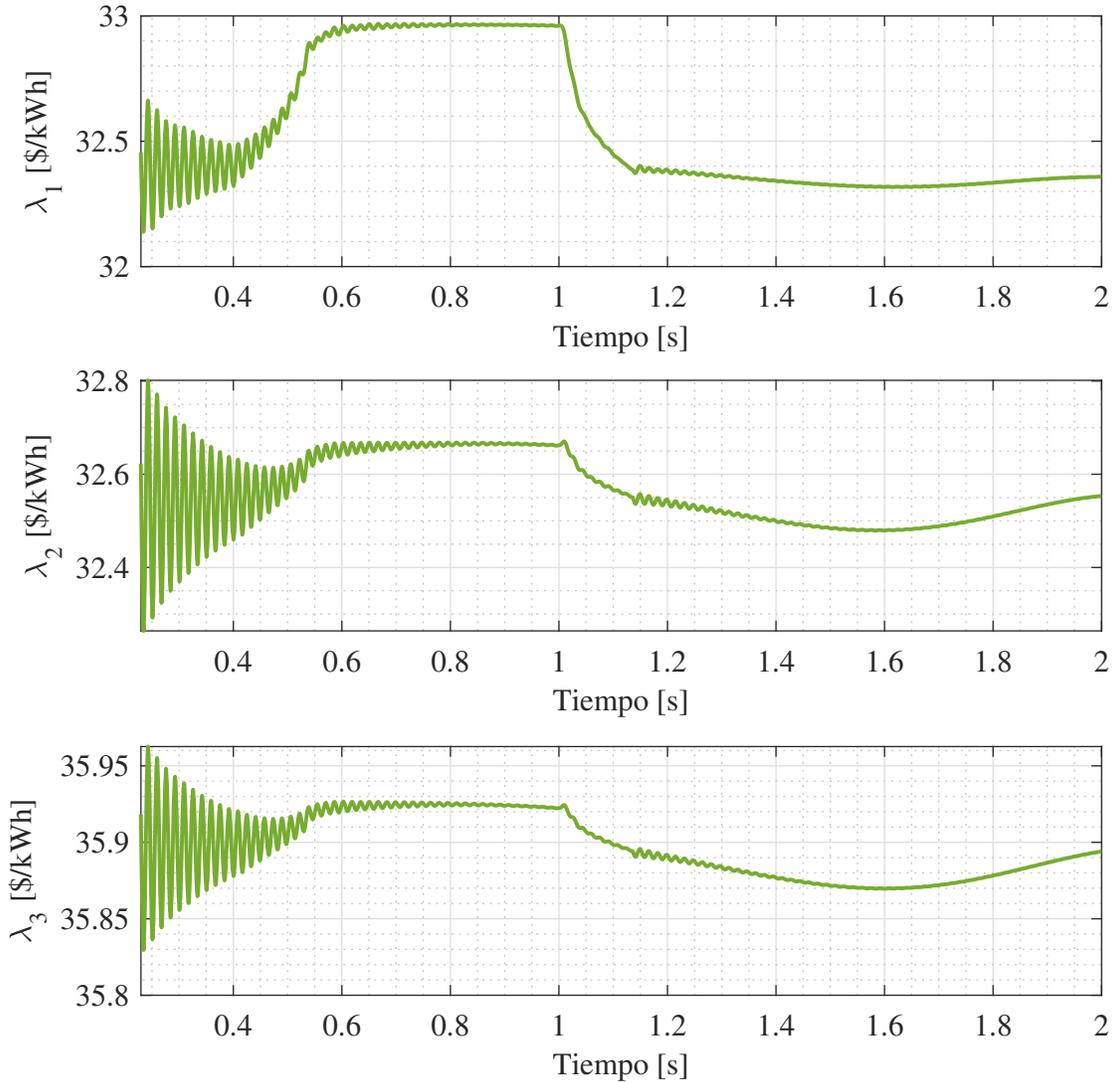


Figura 6-6.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3, ubicados en los nodos 1, 2 y 3.

De los anteriores resultados obtenidos para los costos marginales, se puede inferir que gracias a los parámetros de ajuste α y β se obtiene una convergencia rápida para cada agente, se aprecia que antes de iniciar el intervalo de conexión con la red de distribución el costo converge a un valor, obteniendo poca variación en el valor una vez el sistema esté en modo conectado y adicionalmente una vez el sistema esté nuevamente en modo aislado.

En las Figuras 6-8 y 6-9 se observa la evolución de la potencia activa de cada uno de los

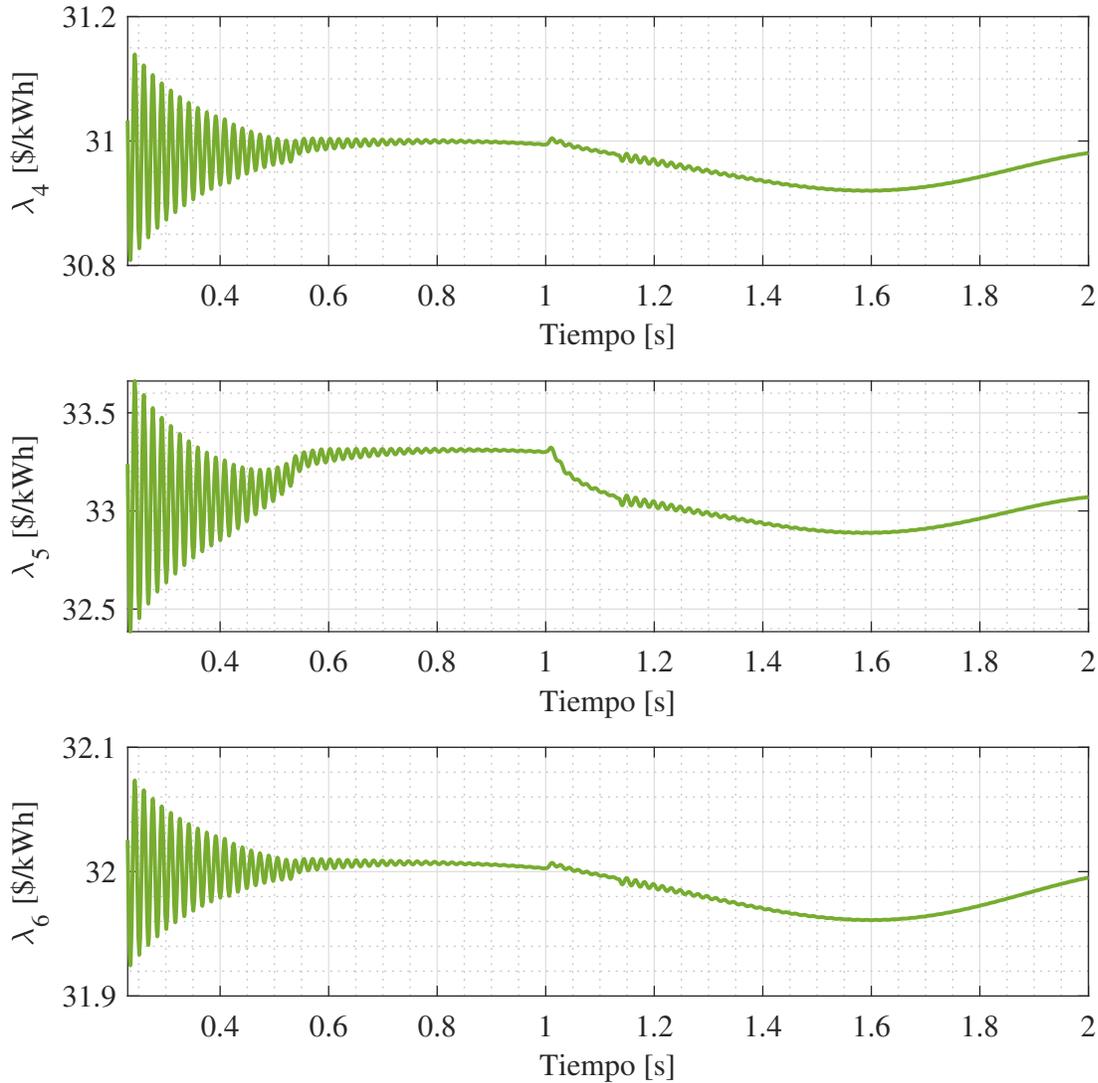


Figura 6-7.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6, ubicados en los nodos 6, 8 y 10 respectivamente.

agentes. Se aprecia que la potencia en cada agente converge a un valor específico en cada intervalo de tiempo.

Se observa que el comportamiento de la potencia activa es semejante al comportamiento de λ , esto debido a que la potencia depende directamente del costo marginal, de acuerdo a la Ecuación (5-12). Se aprecia que una vez se logre la convergencia a un valor en cada agente, el incremento de generación en el intervalo $t = (0.4, 1]s$ no es importante, llegando máximo a 14.02% respecto a la potencia de convergencia del intervalo $t = (0, 0.4]s$.

En el tercer intervalo de tiempo $t = [1, 2]s$ la potencia de generación retorna a los valores

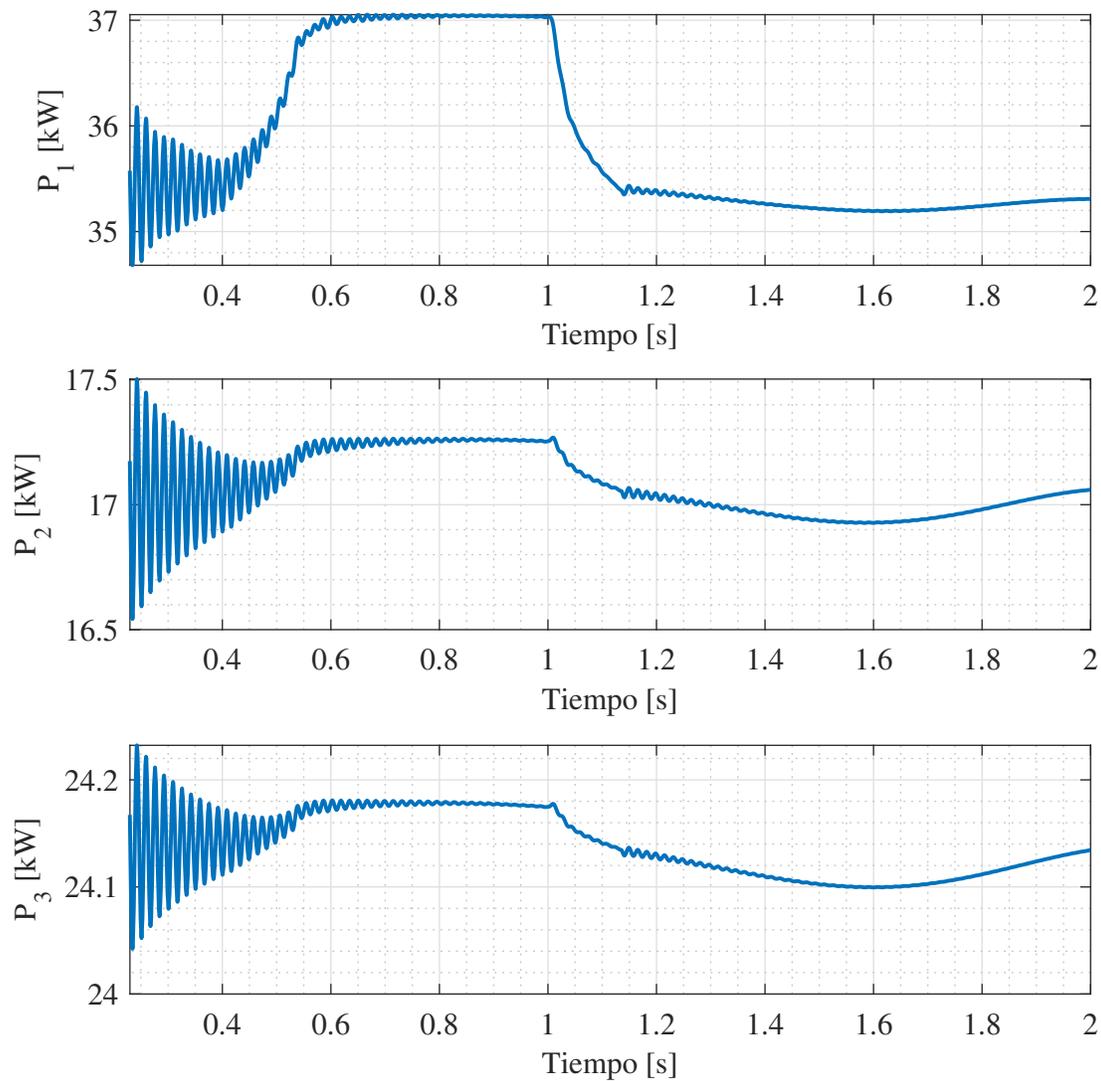


Figura 6-8.: Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3.

de convergencia del primer intervalo de tiempo. Adicionalmente, se observa que la potencia para cada agente depende en gran medida de los valores de a_i y b_i y la restricción de potencia límite mínima y máxima en el generador permite que cada generador este dentro del intervalo de generación deseado.

En $t = 2s$ la potencia activa del agente 1 alcanza los 35.19kW de generación; el agente 2 llega a 16.94kW; el agente 3 genera 24.1kW, el agente 4 alcanza los 15.58kW; para el agente 5 se llega a 51.14kW y finalmente, para el agente 6 se obtiene la mayor generación de potencia activa con 104.6kW.

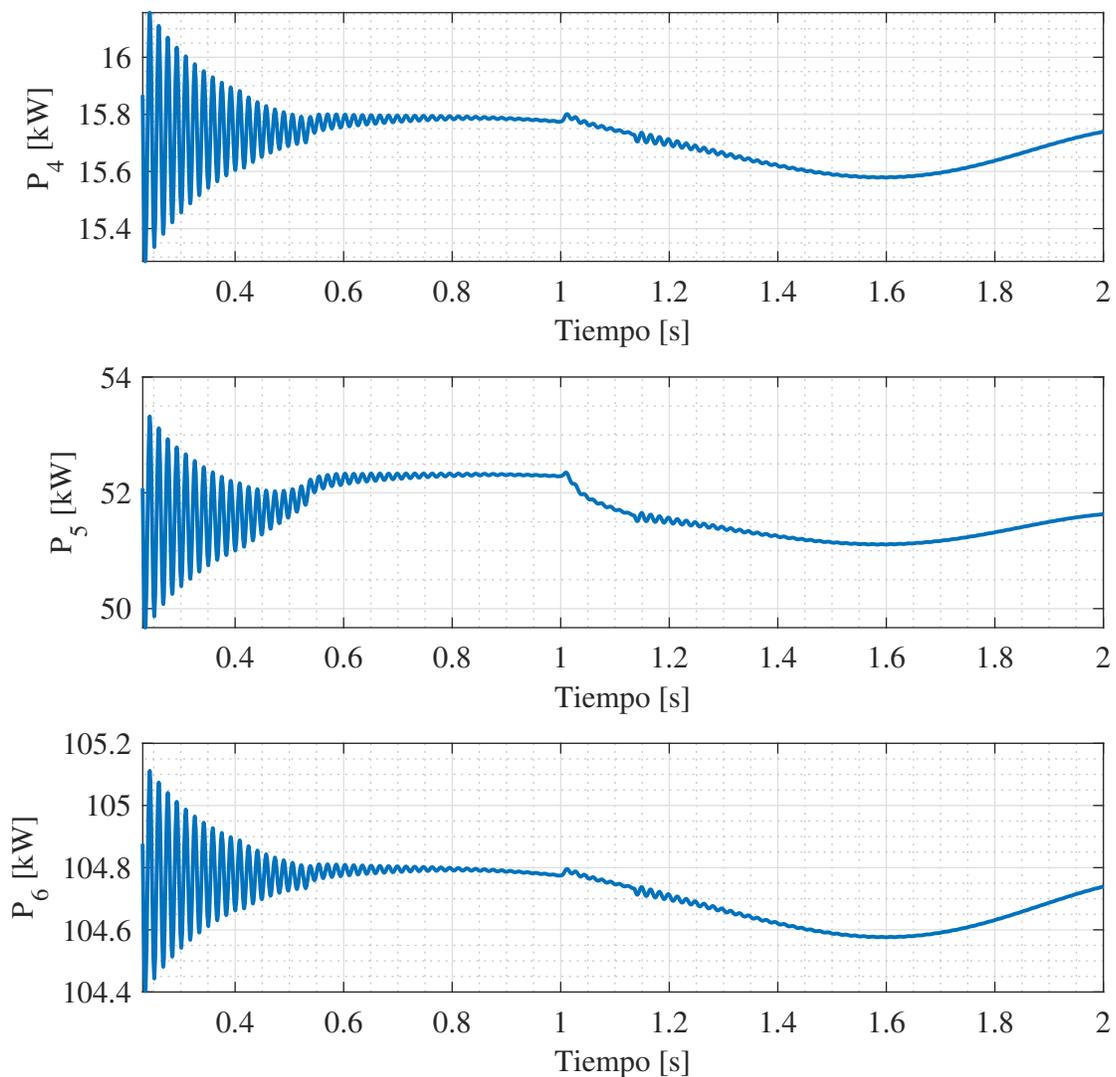


Figura 6-9.: Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6.

Esto demuestra que la potencia activa depende directamente de los costos marginales de generación obtenidos en la actualización del parámetro λ y depende también de los valores dados para los parámetros a_i y b_i .

6.2. Respuesta del controlador óptimo C+I

Para verificar la convergencia del algoritmo de control se toman tres (3) escenarios para analizar la respuesta de la técnica de control C+I bajo circunstancias en las que el sistema necesita ser resiliente.

6.2.1. Configuración por pérdida de conexión física

Para comprobar la convergencia de la técnica, se simula pérdida de la línea entre los nodos 5 y 6 en $t = 1.2s$. La pérdida de la línea entre ambos nodos dejaría sin conexión física dos (2) microrredes (MG_1 y MG_3), reconfigurando la topología del sistema.

En la Figura 6-10 se aprecia la topología del sistema a partir de $t = 1.2s$.

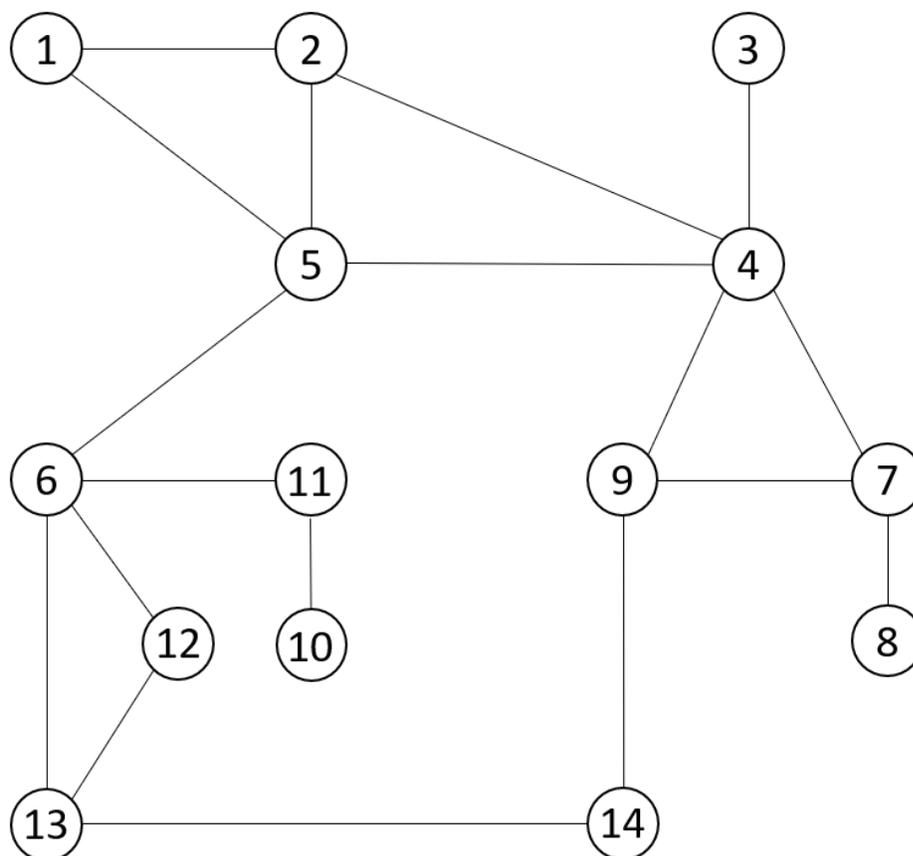


Figura 6-10.: Topología del sistema reconfigurado a partir de $t = 1,2s$.

En las Figuras 6-11 y 6-12 se evidencia el costo marginal de cada DG cuando se pierde una línea de la red ya sea por falla o apertura para mantenimiento.

De manera similar al análisis anterior, el sistema se conecta a la red principal entre el intervalo de tiempo $t = [0.4, 1]s$. El comportamiento del costo evoluciona de forma comparable con el resultado anterior. La topología de comunicaciones permite obtener una distribución del flujo de potencia en el sistema sin verse alterada por la topología física de la red.

La capa de comunicaciones permite que los agentes exista el intercambio de información entre vecinos obteniendo convergencia en los costos individuales. Se puede apreciar que semejante al caso de la Subsección 6.1, los agentes 1, 2 y 5 convergen entre ellos en el intervalo de costo $[32, 33] \$/kWh$. Los agentes 3, 4 y 6 convergen al valor inicial correspondiente.

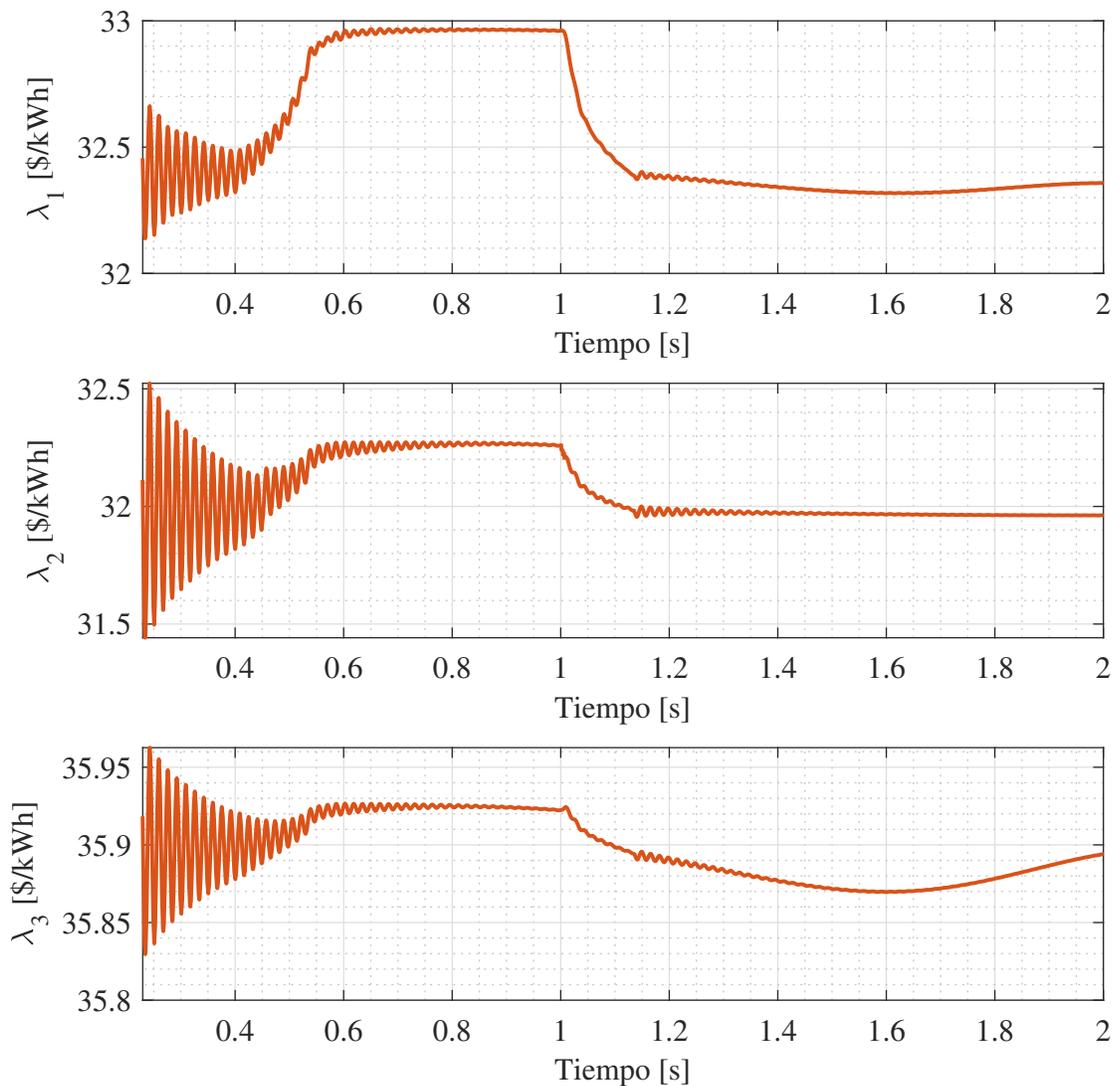


Figura 6-11.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3 cuando hay pérdida de la línea entre los nodos 5 y 6.

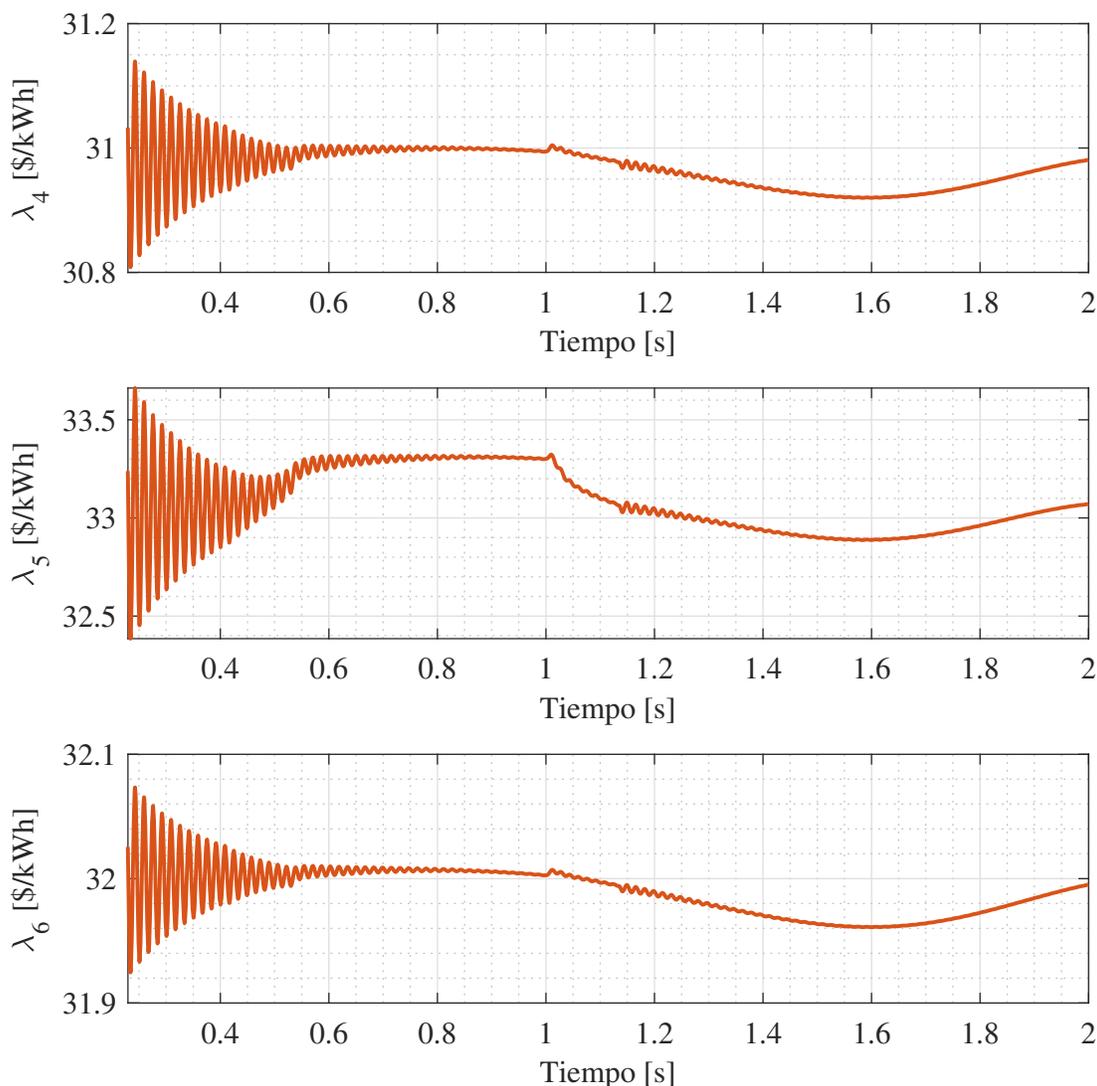


Figura 6-12.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6 cuando hay pérdida de la línea entre los nodos 5 y 6.

El comportamiento de la potencia activa de cada generador se observa en las Figuras **6-13** y **6-14**. Semejante al análisis de la subsección anterior, el comportamiento de la potencia activa se ve directamente relacionado por el comportamiento del parámetro λ . Adicional, cabe mencionar que los valores de potencia convergen a un valor antes de la conexión a la red.

El agente 1 presenta mayor variación en la potencia cuando el sistema se conecta a la red, incrementado en casi un 9.79% el valor, para el tercer intervalo de tiempo, $t = [1, 2]s$, el valor decrece hasta 27.81kW aproximadamente. Para el mismo intervalo de tiempo, el agente 2 tiene una potencia activa de casi 16.01kW; el agente 3 obtiene una potencia de 20.6kW.

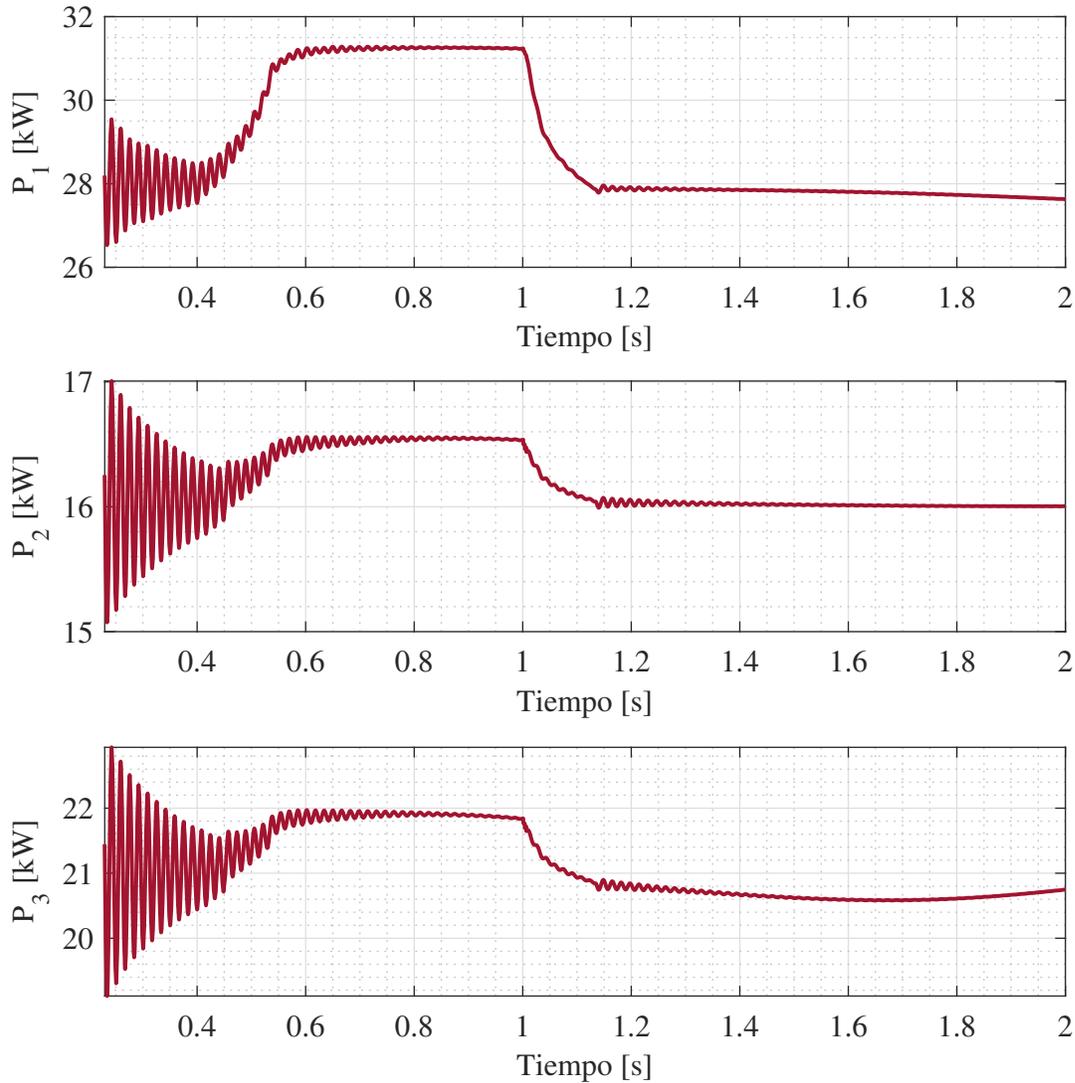


Figura 6-13.: Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3, cuando se pierde una línea entre dos nodos.

Los agentes 4 y 5 tienen una generación de 11.51kW y 11.55kW, respectivamente; se aprecia que ambos agentes convergen a casi el mismo valor. Finalmente, el agente 6 converge a 70.45kW, siendo un 46.92% por debajo del valor obtenido en el intervalo $t = [0.4, 1]$ s.

Comparativamente con el caso de la subsección anterior los valores de potencia activa de cada generador presentan una disminución en el segundo caso, donde la máxima variación se presenta en el agente 6 con un 32.65% de diferencia, seguido por el agente 4 con una variación del 26.12%.

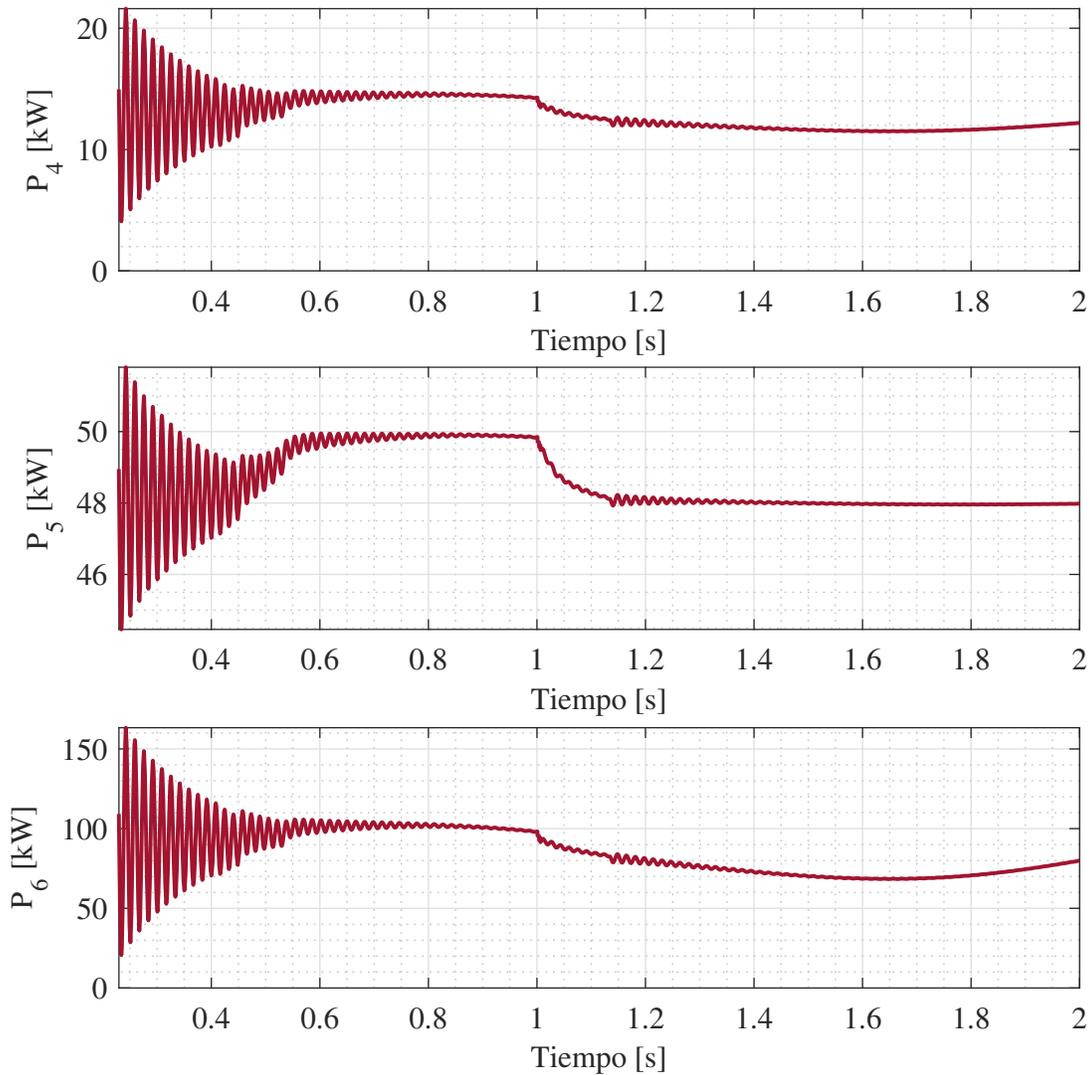


Figura 6-14.: Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6, cuando se pierde una línea entre dos nodos.

6.2.2. Configuración por pérdida de enlace de comunicaciones

En este caso el sistema pierde un enlace de comunicación entre los agentes 2 y 3 en $t = 1,2s$. La pérdida del enlace de comunicación entre ambos agentes dejaría sin comunicación dos (2) microrredes (MG_1 y MG_2), reconfigurando así la topología de comunicación del sistema.

En la Figura 6-15 se evidencia la nueva topología de comunicaciones del sistema a partir de $t = 1,2s$. Para esta nueva red de comunicaciones el agente 3 perdería el intercambio de información con el agente 2, de esta forma su único medio para recolectar información del sistema es la conexión con el agente 6.

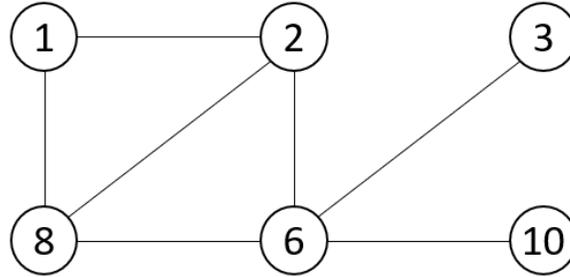


Figura 6-15.: Topología de comunicaciones del sistema a partir de $t = 1,2s$.

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

En las Figuras **6-16** y **6-17** se evidencia el costo marginal de cada DG cuando un enlace de comunicación se pierde. En este caso la capa de comunicaciones se ve afectada por la pérdida de un enlace, como se observa en las figuras, los agentes 1 y 6 tienen un comportamiento similar a los anteriores casos de estudio, el comportamiento del costo no se ve afectado por los cambios del sistema a pesar de que el agente 1 conserve de vecino al agente 2.

Para los demás agentes la evolución del costo se ve claramente modificado en el tiempo $t = 1.2s$, donde λ aumenta o disminuye en función de la nueva topología de comunicación.

Se evidencia que en el agente 3 el costo de generación aumenta al encontrarse desconectado de gran parte de la red y permanece conectado al sistema mediante sólo un enlace de comunicación con el agente 6.

En la capa física del sistema, ambos agentes no cuentan con una línea de distribución, sin embargo la convergencia para el agente 3 se logra en el instante de cambio de condición.

En contraste, el agente 2 disminuye su costo en relación a su interacción con gran parte del sistema, al igual que el agente 3 logra la convergencia en el mismo instante de tiempo en el que cambia la topología de comunicaciones. Los agentes 4 y 5 reflejan una leve disminución del costo de generación, sin embargo no arroja un cambio significativo en el parámetro λ .

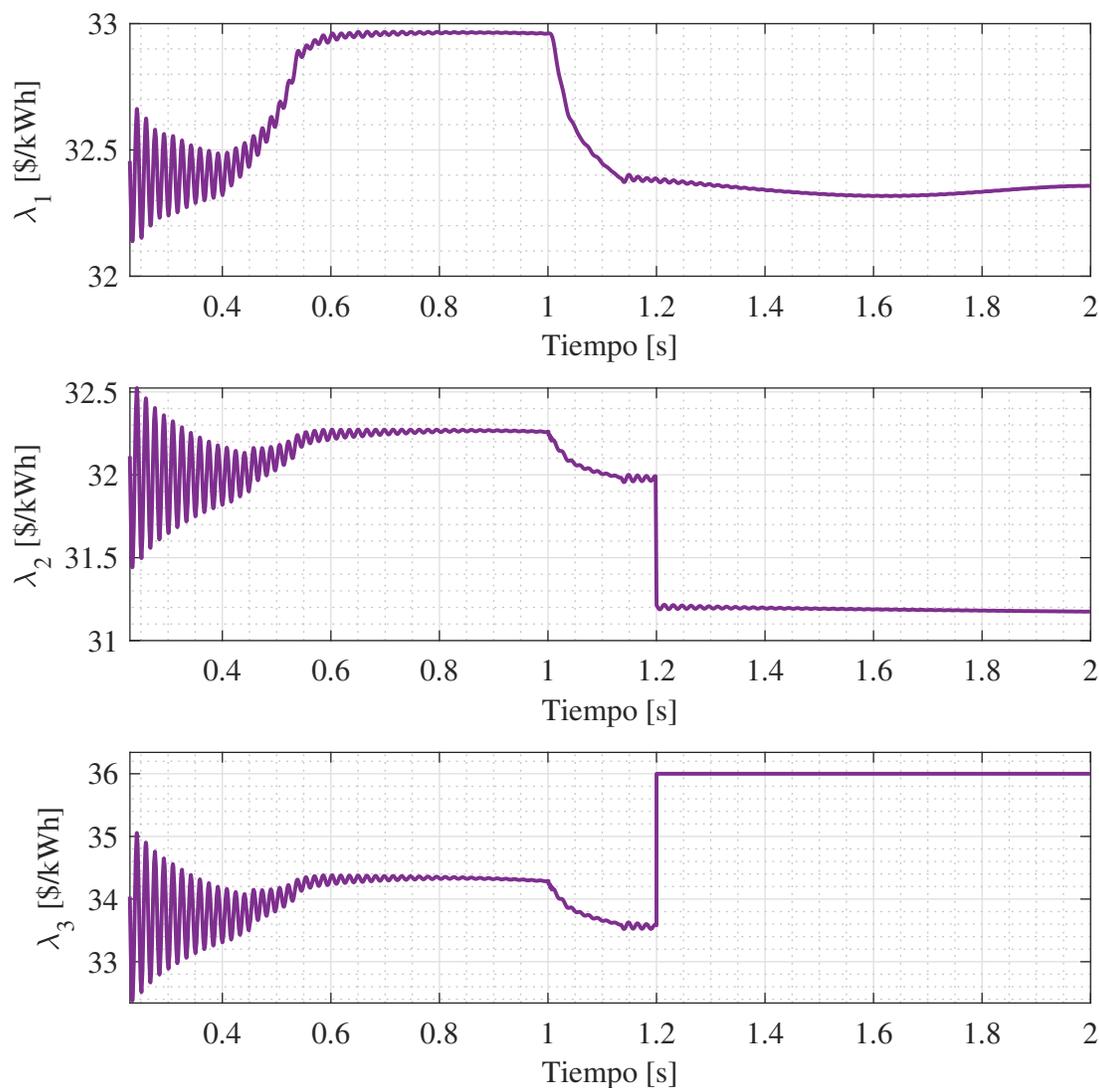


Figura 6-16.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3 cuando hay pérdida del enlace de comunicaciones entre los nodos 2 y 3.

En las Figuras 6-18 y 6-19 se aprecia el comportamiento de la potencia activa de cada generador cuando hay pérdida de un enlace de comunicación, en este caso entre los agentes 2 y 3.

La variación de la potencia activa es semejante a los valores obtenidos en la Subsección 6.2.1. En el agente 2 se aprecia que a partir de $t = 1.2\text{s}$ se disminuyen aproximadamente 1.91kW de generación y en el agente 3 a partir de $t = 1.2\text{s}$ se aumenta la generación en 2.35kW respecto al intervalo anterior de tiempo. Las variaciones obedecen a la desconexión del enlace de comunicaciones entre ambos agentes.

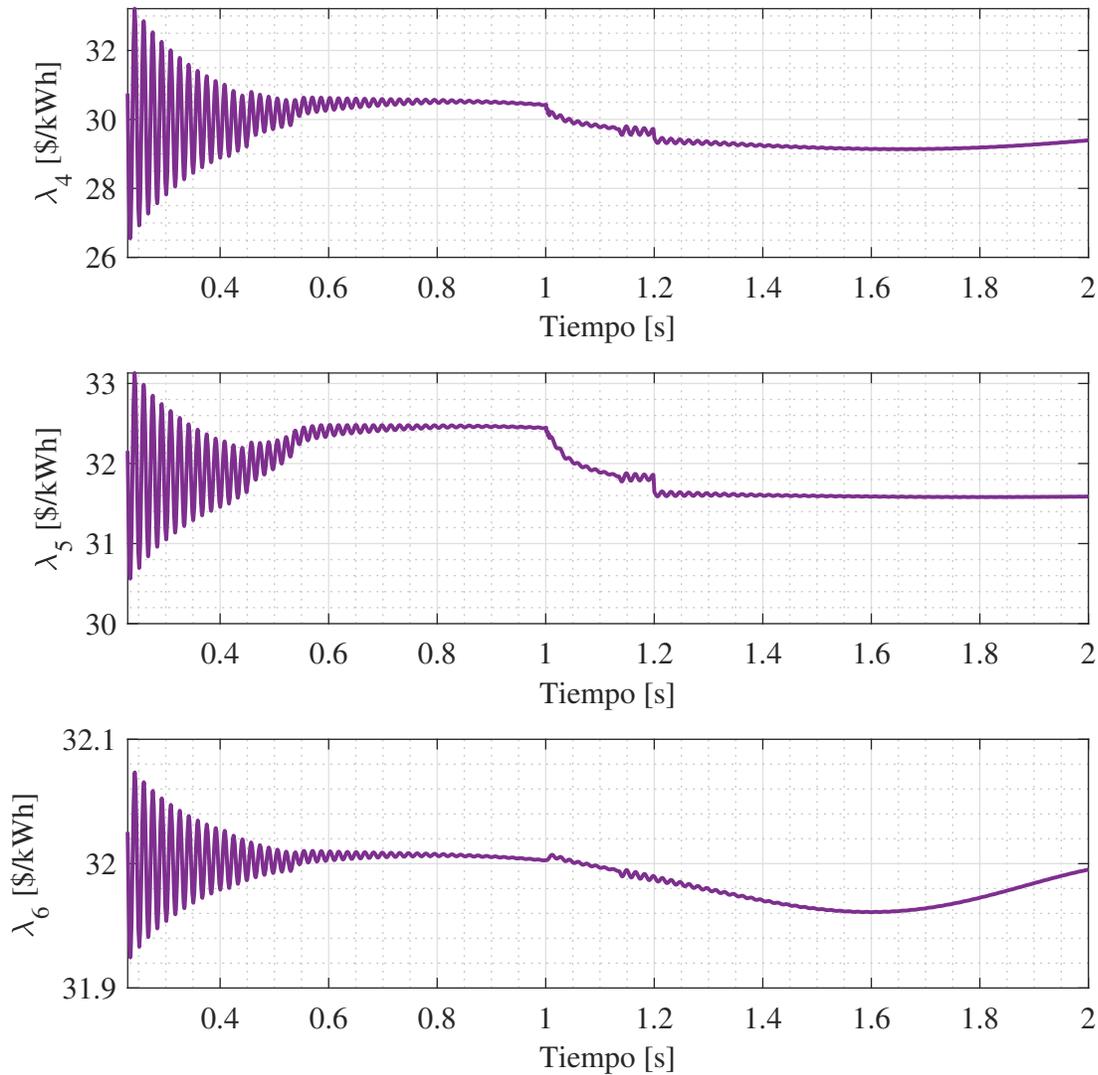


Figura 6-17.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6 cuando hay pérdida del enlace de comunicaciones entre los nodos 2 y 3.

Para el agente 4 en el intervalo $t = [1, 2]s$ se obtiene una disminución del 40.98% en la generación respecto a la potencia generada en el intervalo $t = [0.4, 1]s$. Cabe mencionar que la variación en $t = 1.2s$ es mínima y corresponde a 0.64kW.

El mismo análisis se observa en el agente 5, donde la variación de la potencia en $t = 1.2s$ no es significativa y corresponde a 0.58kW; adicional, la variación de la potencia para este agente en cualquier intervalo de tiempo no es importante.

Finalmente, para el agente 6 no se obtiene una gran variación en la potencia de generación, incluso en el momento de cambio de topología de comunicaciones.

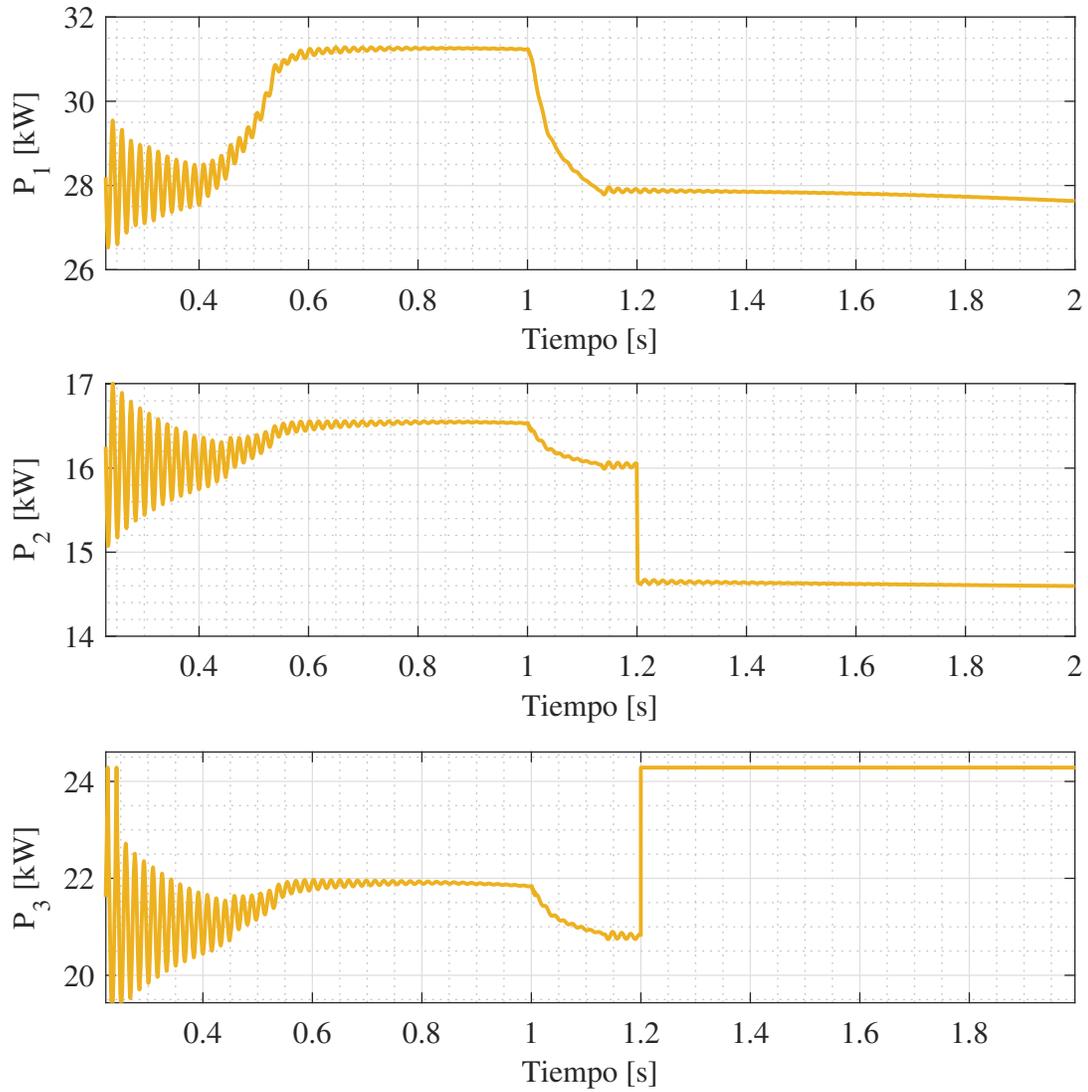


Figura 6-18.: Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3, cuando se pierde un enlace de comunicación.

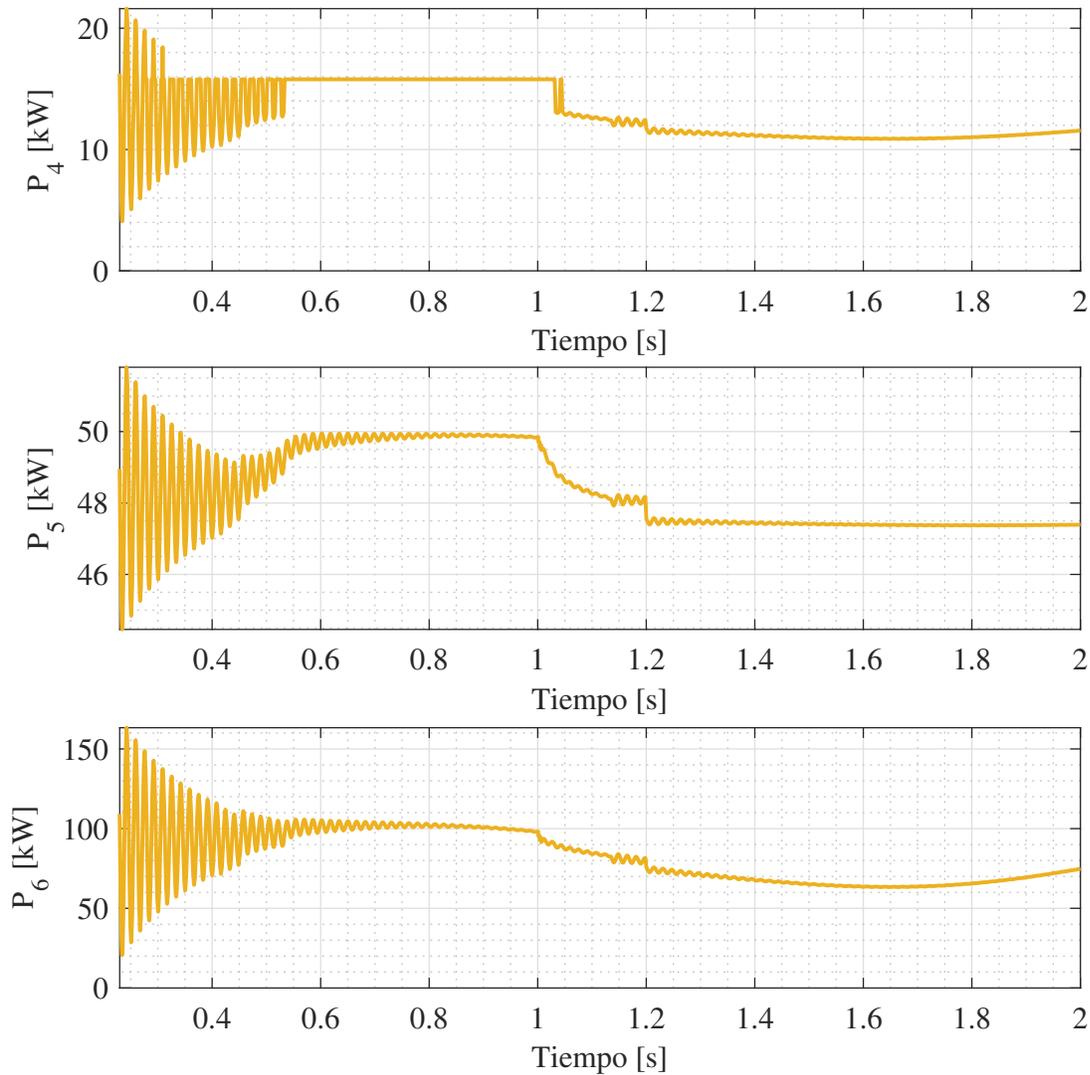


Figura 6-19.: Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6, cuando se pierde un enlace de comunicación.

6.2.3. C+I bajo diferentes modelos de carga

En la sección 6.1 el sistema de prueba contempla las simulaciones para las evoluciones del comportamiento de λ y la potencia activa con un modelo de carga de potencia constante. En las siguientes Figuras se evidencia el comportamiento del costo marginal de generación y la potencia activa de cada agente bajo dos (2) modalidades de carga: Impedancia constante y corriente constante.

Impedancia constante

En las Figuras 6-20 y 6-21 se aprecia la variación del costo marginal de cada agente cuando las cargas del sistema son de impedancia constante. Similar al primer caso de prueba, el precio se ve afectado con la conexión del sistema a la red principal de energía en donde el costo aumenta para cada agente en el intervalo de tiempo conectado. Adicionalmente, se observa que al igual que los casos anteriores la convergencia se logra antes, durante y después del modo conectado del sistema.

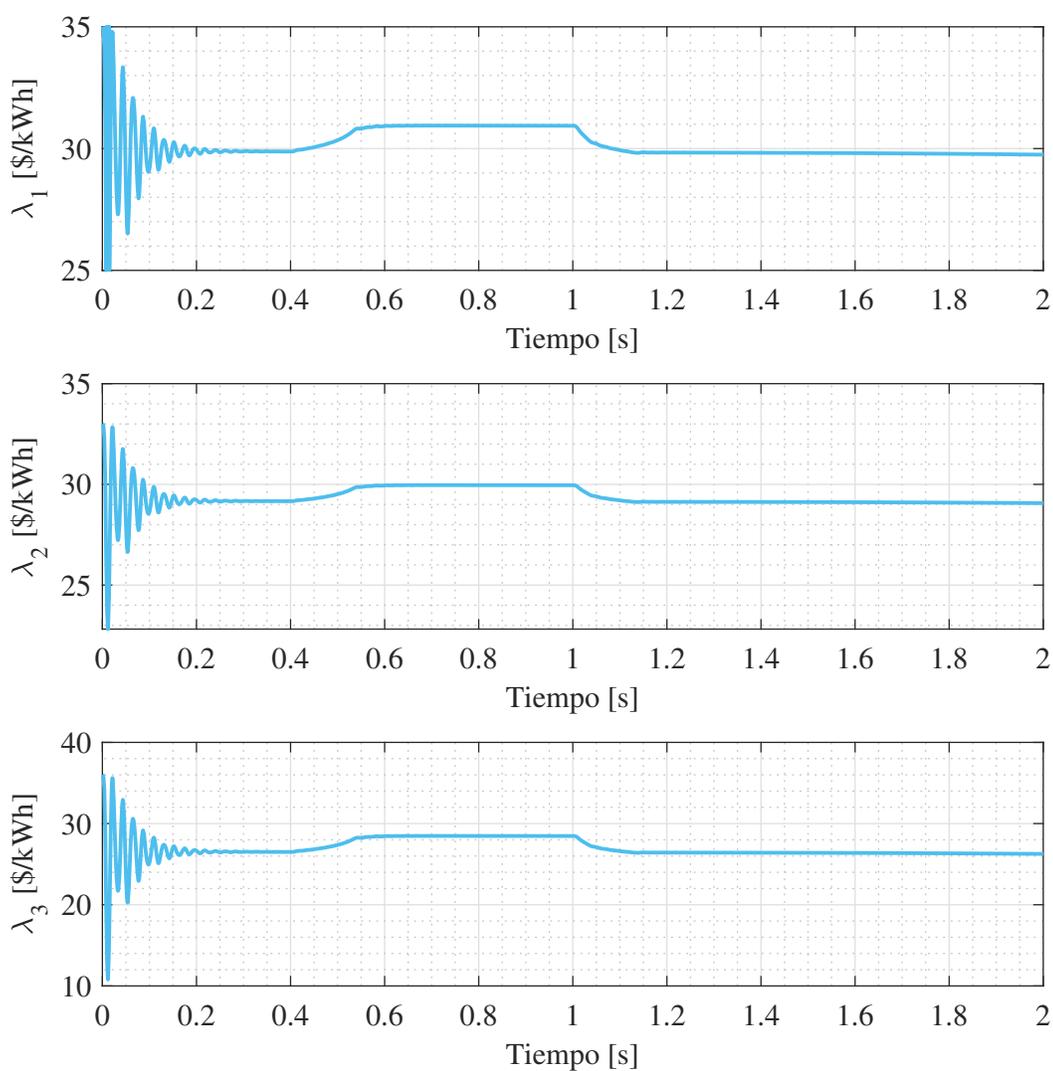


Figura 6-20.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3 cuando las cargas del sistema son de impedancia constante.

Cabe resaltar que la principal diferencia entre el primer caso de la Subsección 6.1 y el presente caso, es que los costos marginales de cada agente disminuyen para este último caso

respecto al valor inicial, teniendo un mayor porcentaje de reducción en los costos marginales de generación.

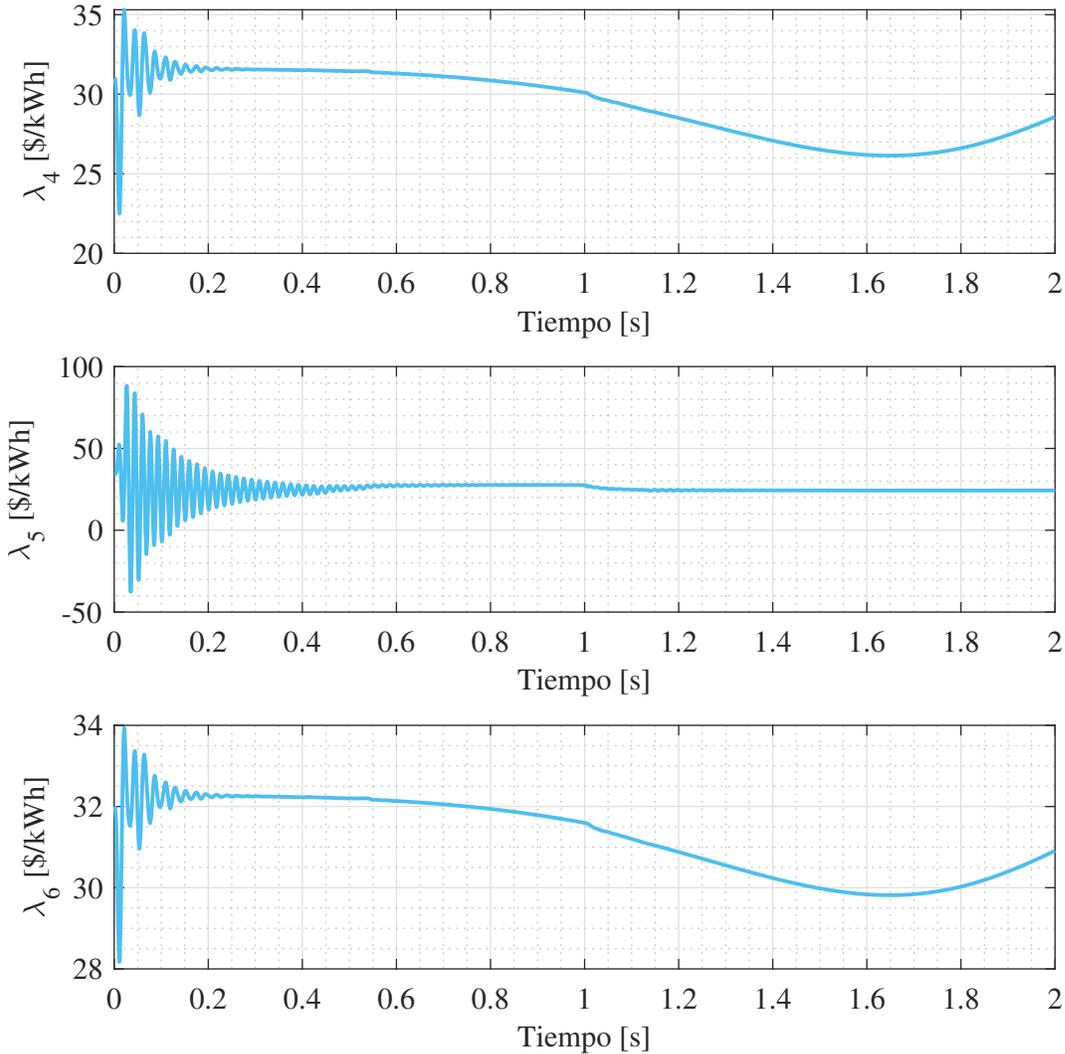


Figura 6-21.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6 cuando las cargas del sistema son de impedancia constante.

Para este caso se puede apreciar que en $t = [1, 2]s$ los agentes 1 y 2 convergen a $29.83 \$/kWh$ y $29.12 \$/kWh$, respectivamente; evidenciando que entre ellos convergen a un costo aproximado en el intervalo $[29, 30] \$/kWh$. Para el agente 3 se observa que el comportamiento es similar a los agentes 1 y 2, el costo en $t = [1, 2]s$ es de $26.39 \$/kWh$, obteniendo un 36.42% de reducción respecto al valor inicial.

En el costo del agente 5 se observa que para $t = [1, 2]s$ converge en $24.27 \$/kWh$, teniendo una variación cercana al 40.09% respecto al costo inicial, siendo la variación más alta entre

todos los agentes.

Se aprecia que el comportamiento del costo en los agentes 4 y 6 es decreciente en el intervalo $t = [0.4, 1]s$, se aprecia que en $t = 1s$ el precio sigue descendiendo hasta un pico mínimo de $26.18\$/kWh$ para el agente 4 y de $30.05\$/kWh$ para el agente 6; luego el costo presenta un crecimiento, para $t = 2s$ tienen un costo de $28.5\$/kWh$ y $30.89\$/kWh$ en cada agente. Notesé que el agente 6 tiene la menor disminución de costo marginal, obteniendo al final del tiempo una variación del 4.40% aproximadamente.

En las Figuras 6-22 y 6-23 se observa el comportamiento de la potencia activa en cada generador cuando la carga es de impedancia constante.

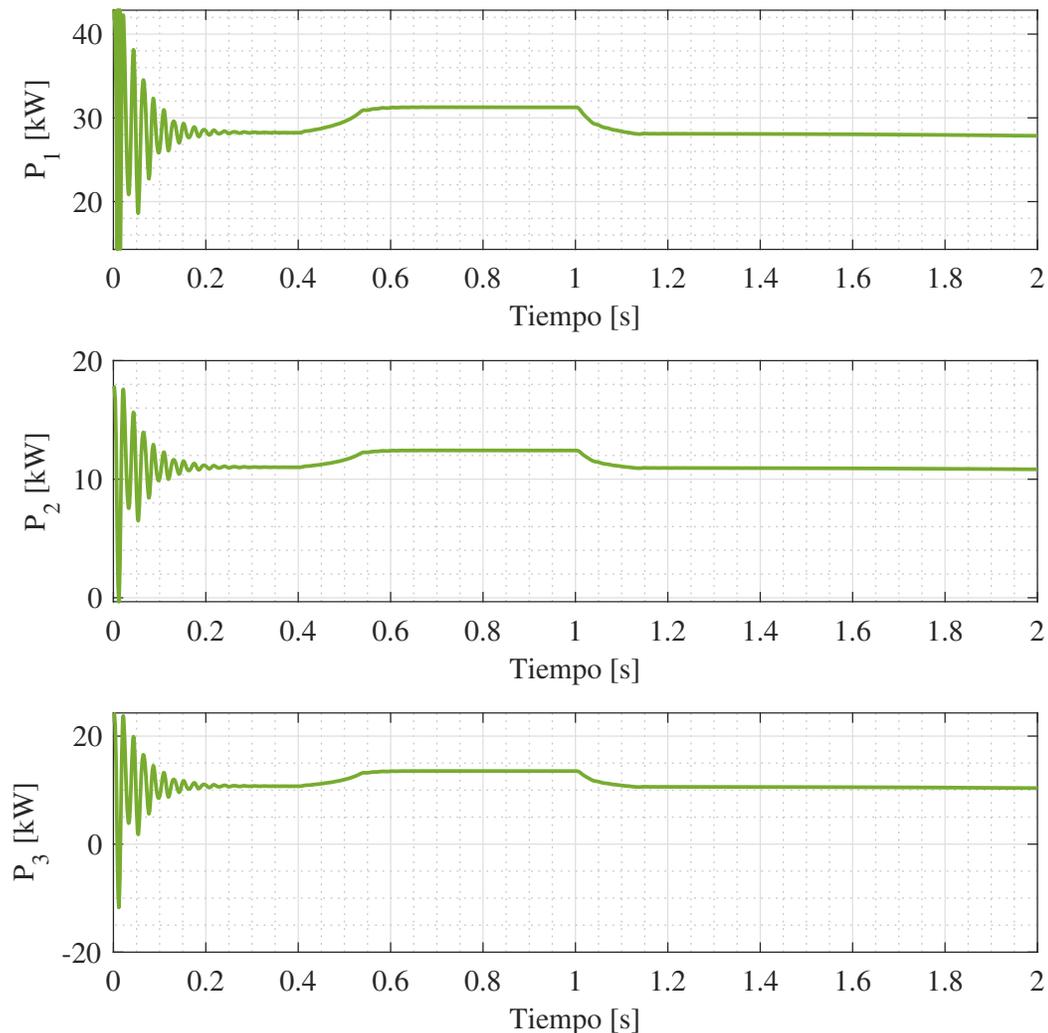


Figura 6-22.: Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3, cuando la carga es del tipo impedancia constante.

Al igual que el análisis para el costo marginal λ , se observa que la potencia converge a un valor en todos los intervalos de tiempo, adicional la variación del valor en el primer y ultimo intervalo de tiempo es mínima.

Para los agentes 4 y 6, hay una disminución de la generación desde $t = 0.4s$ hasta un pico de mínimo de generación; para el agente 4 el pico mínimo de generación obtenido es de 3.013kW y para el agente 6 es de 94.36kW. En $t = 2s$ ambos agentes incrementan su potencia hasta obtener 9.769kW para el agente 4 y 99.4kW para el agente 6.

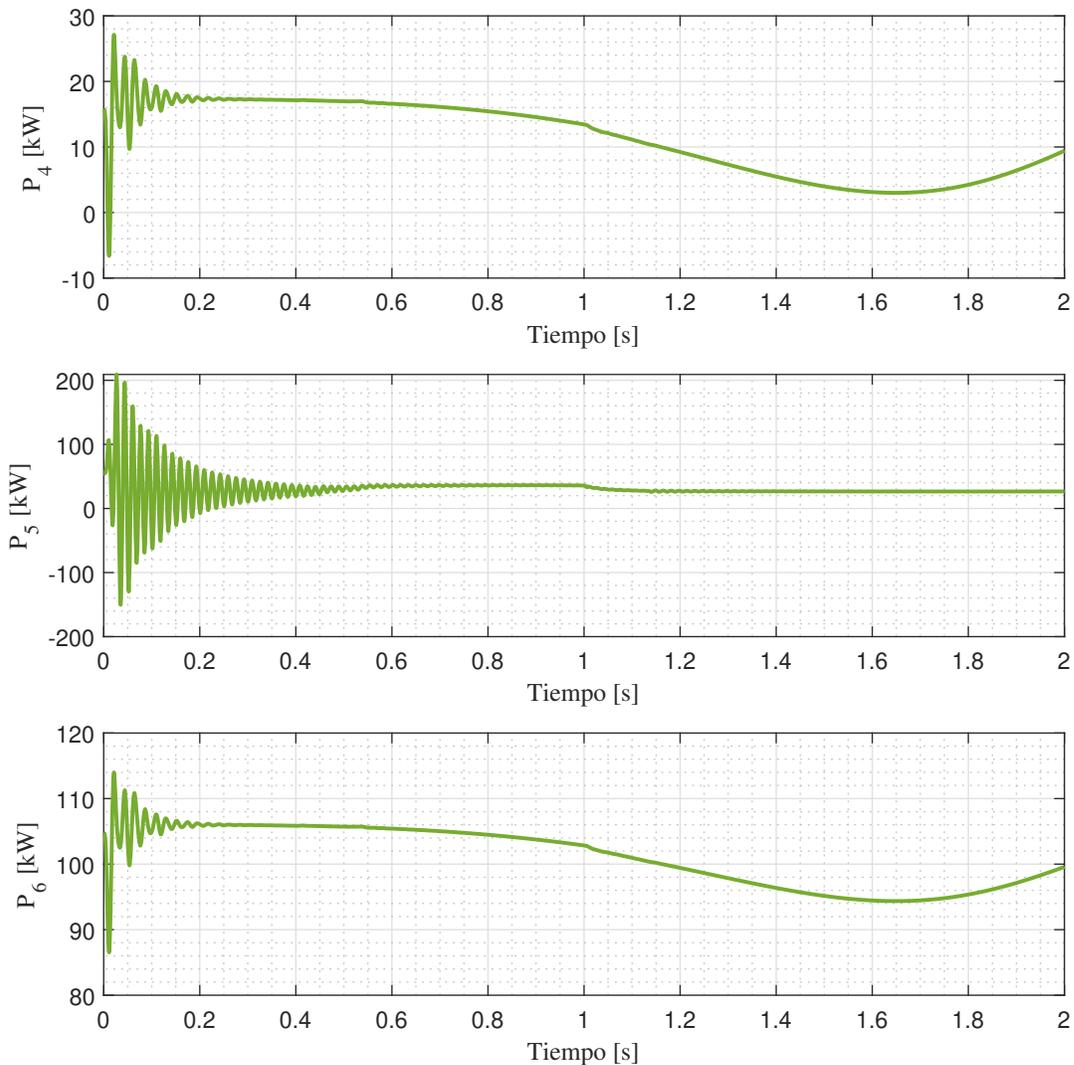


Figura 6-23.: Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6, cuando la carga es de impedancia constante.

Corriente constante

En las Figuras 6-24 y 6-25 se observa el comportamiento del costo marginal cuando las cargas son del tipo corriente constante. Al igual que los resultados obtenidos en el análisis anterior, el costo marginal de cada agente permanece con las mismas características. En los

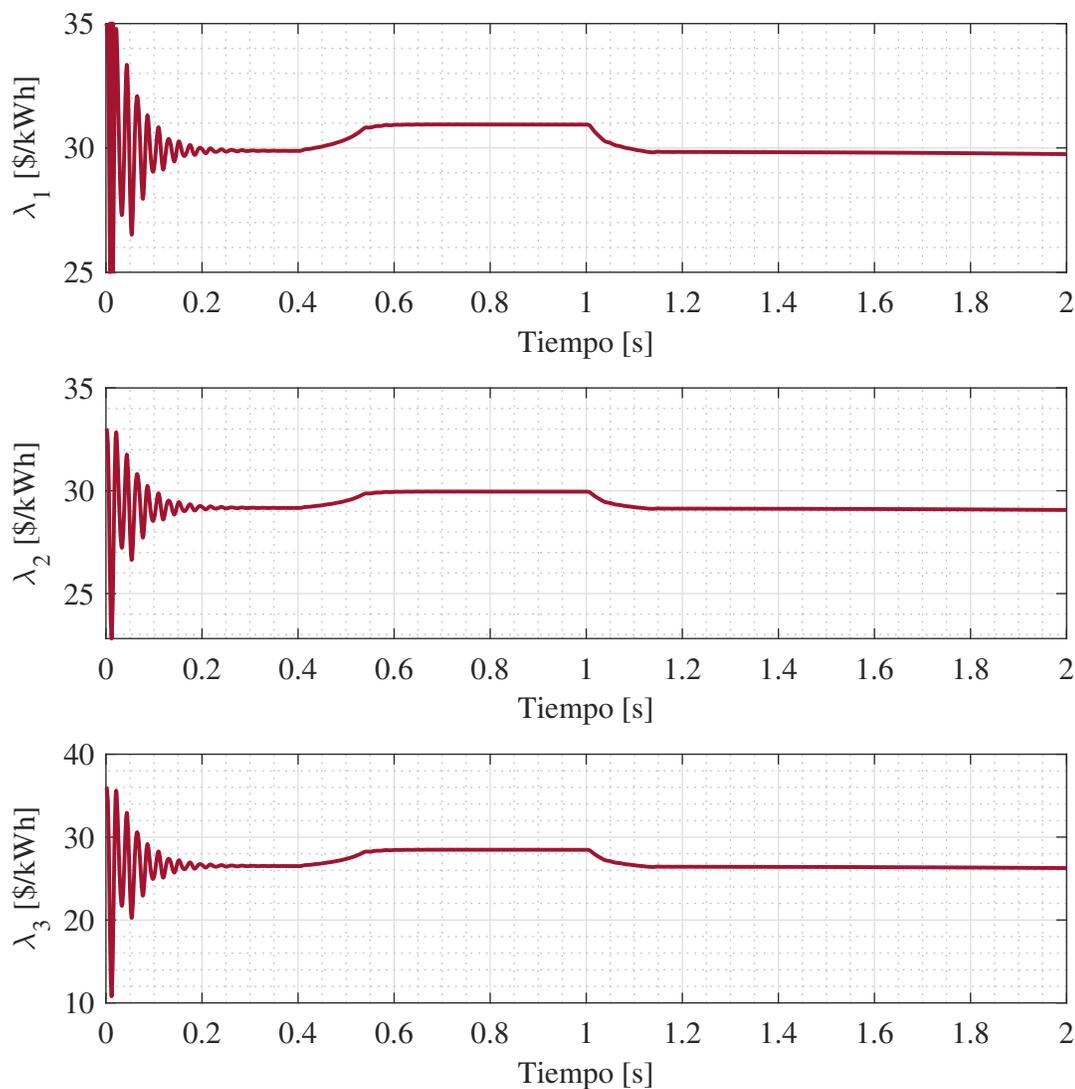


Figura 6-24.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 1, 2 y 3 cuando las cargas del sistema son de corriente constante.

intervalos de tiempo $t = [0,0.4]s$ el costo logra converger a un valor para cada agente, en el intervalo $t = [0.4, 1]s$ el costo incrementa su valor dada la conexión del sistema a la red y en el último intervalo $t = [1, 2]s$ el costo disminuye respecto al intervalo inmediatamente anterior, convergiendo a un valor cercano al término del primer intervalo de tiempo.

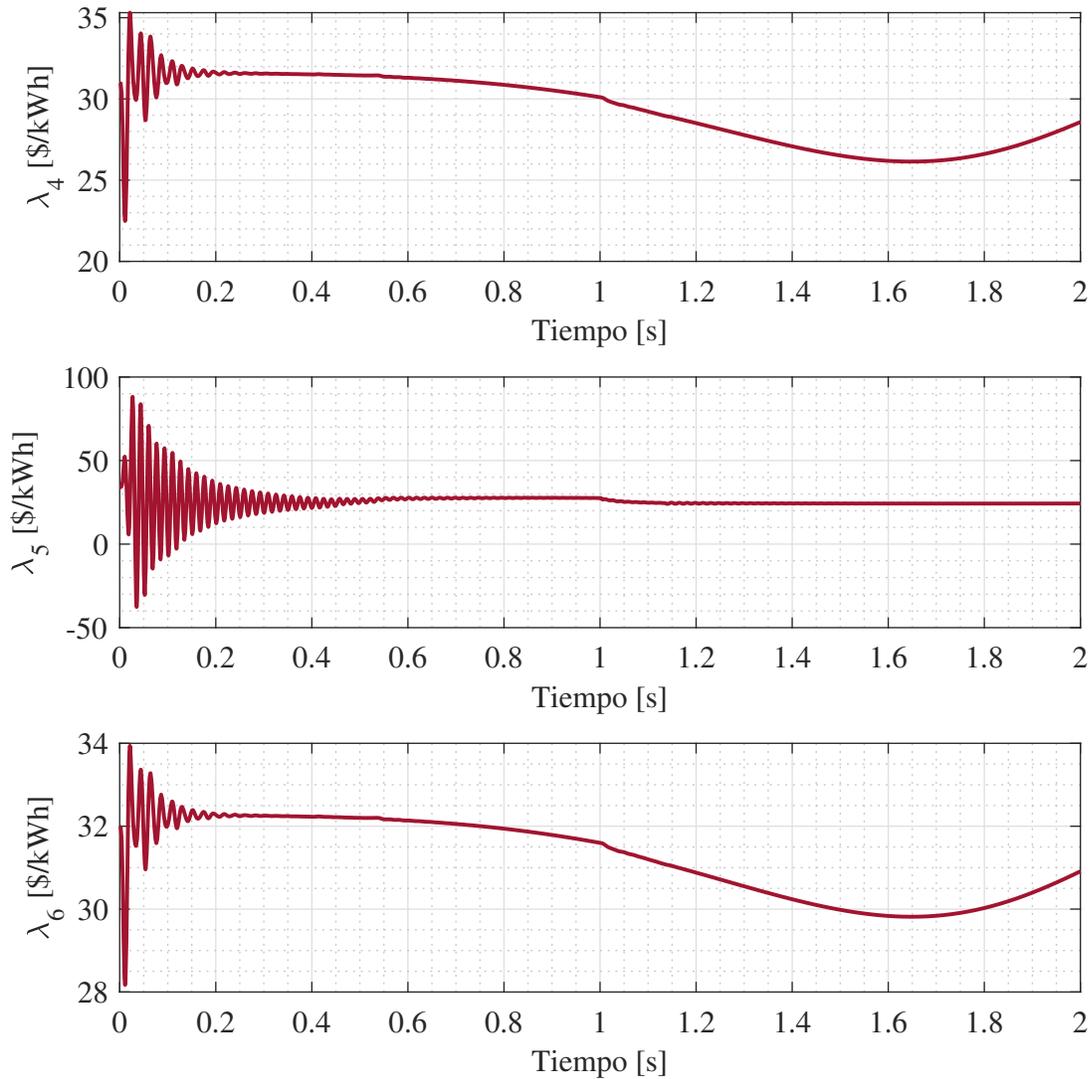


Figura 6-25.: Evolución del costo marginal λ de los agentes 4, 5 y 6 cuando las cargas del sistema son de corriente constante.

En este último caso, los agentes 1 y 2 obtienen costos similares al caso anterior, siendo para cada uno 29.81 $\$/kWh$ y 29.11 $\$/kWh$, respectivamente. La convergencia para estos dos agentes sigue siendo en el intervalo [29, 30] $\$/kWh$. El agente 3 tiene una variación de 36.57 % respecto al valor inicial, siendo aproximado al caso directamente anterior. El agente 5 sigue teniendo la mayor variación de precio con un 40.15 %.

Los agentes 4 y 6 tienen un decrecimiento en el costo desde $t = 0.4s$ hasta llegar al pico mínimo de costo en $t = 1.645s$ aproximadamente, a partir de ese tiempo el costo tiene un crecimiento hasta obtener una variación final de 8.92 % y 3.56 % en el costo marginal respecto al valor inicial para cada agente respectivo.

El comportamiento de la potencia activa en cada agente se aprecia en las Figuras 6-26 y 6-27. El análisis es análogo al realizado en el caso anterior donde la carga es del tipo im-

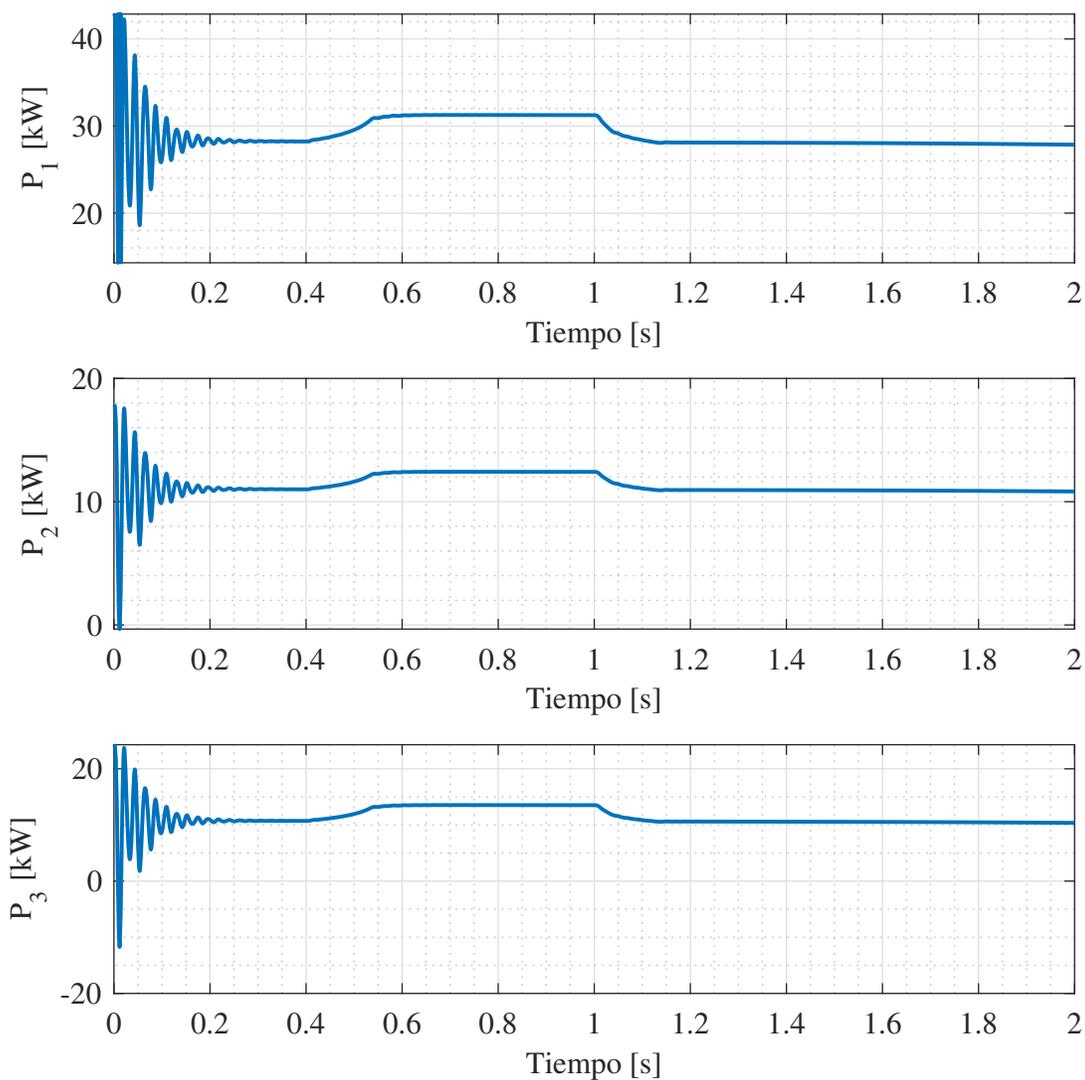


Figura 6-26.: Potencia activa de los agentes 1, 2 y 3, cuando la carga es del tipo corriente constante.

pedancia constante. En los agentes 1, 2, 3 y 5 se obtiene convergencia a lo largo del tiempo y la potencia de generación tiene variaciones reducidas en los intervalos donde hay cambios significativos.

Para los agentes 4 y 6 se obtienen variaciones de la generación a partir de $t = 0.4$ s, donde hay un pico mínimo de generación y existe un crecimiento de la potencia al llegar a dicho valor.

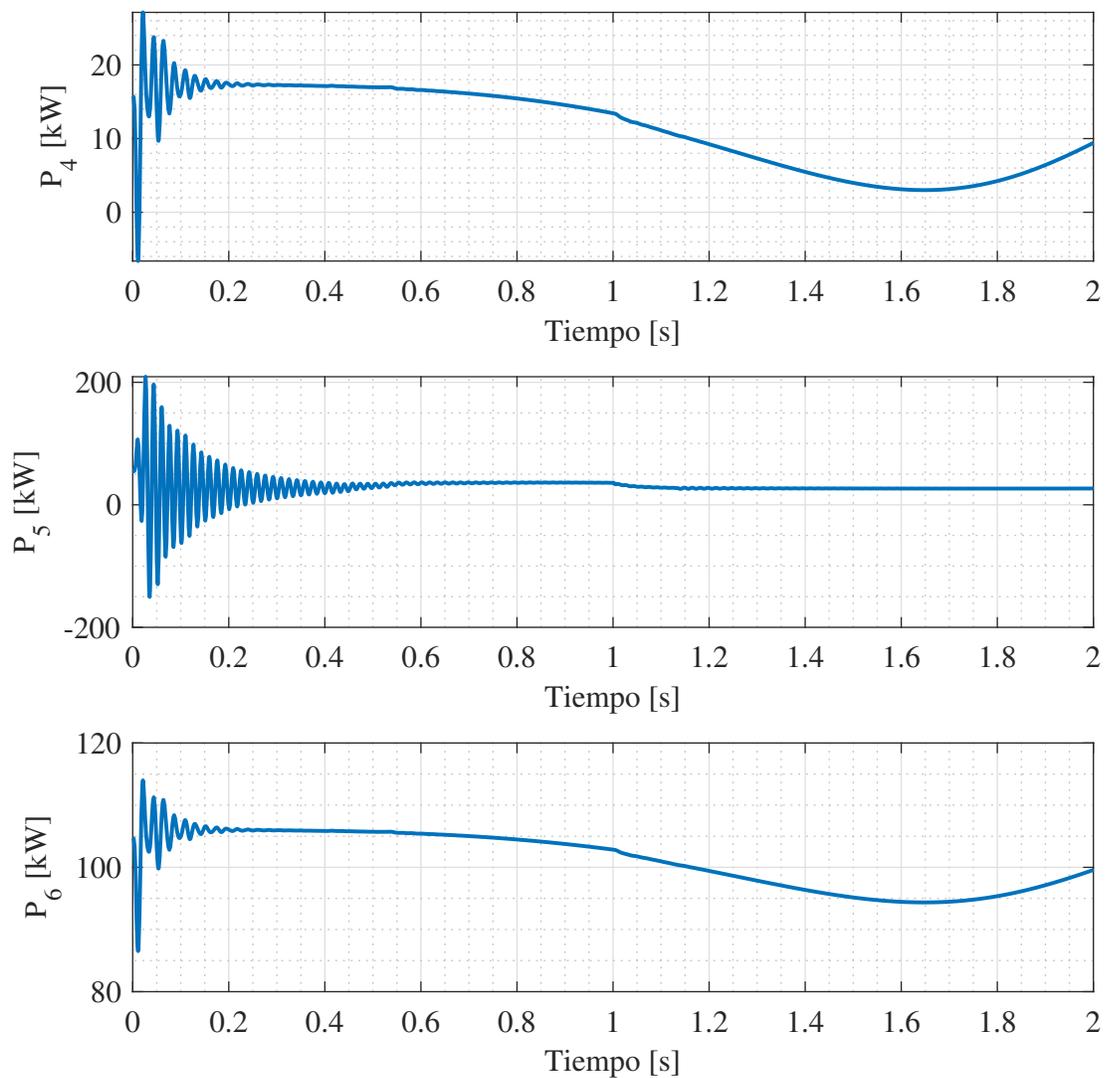


Figura 6-27.: Potencia activa de los agentes 4, 5 y 6, cuando la carga es de corriente constante.

7. Conclusiones y trabajo futuro

7.1. Conclusiones

La inclusión de DGs de fuentes no convencionales es cada vez más significativo en los sistemas de potencia, las ventajas de tener una topología no-radial permite la introducción de características *plug-and-play* en la red, facilitando el desarrollo de técnicas de control novedosas que incluyan estas nuevas características y puedan adaptarse a los cambios presentados.

El sistema de pruebas adaptado del sistema IEEE 14 nodos permite obtener una red que acopla DGs, como paneles fotovoltaicos y BESS, y adicional incluye cargas controlables. El modelo posibilita la implementación de un controlador distribuido y que permite la conexión y desconexión a la red principal de energía eléctrica.

La técnica de control consenso + innovación presenta ventajas llamativas para la resolución de problemas OPF en sistemas distribuidos, la actualización de variables directamente hace una ventaja computacional y práctica para obtener una solución óptima distribuida en la resolución del problema de distribución del flujo de potencia.

El término de consenso del algoritmo permite que los agentes de una red cooperen entre vecinos para lograr a un acuerdo y el término de innovación incluye las *observaciones* de cada agente hacia el sistema. En ese sentido, la estructura del algoritmo contempla la actualización del estado actual con la nueva información recolectada de los agentes vecinos. De esta manera el algoritmo se acopla a un sistema distribuido.

Las restricciones operacionales del sistema se contemplan en el diseño del controlador, se formula como un problema de flujo óptimo de potencia (OPF) en la cual se busca minimizar los costos de generación en cada agente sujeto a las restricciones impuestas por el sistema y su capacidad. El método de Lagrange facilita ver el problema como un problema de óptimos libres, de esta manera el cumplimiento de las condiciones KKT permite encontrar los puntos óptimos del problema OPF. De esta forma, la actualización en cada paso del parámetro λ y la potencia activa en cada agente, permite encontrar los puntos límites del algoritmo y con ello se establece una solución óptima distribuida para el sistema.

Se evidencia en cada caso de prueba la convergencia del costo marginal de generación λ y de

la potencia activa de cada agente. La topología de comunicaciones permite establecer una red de intercambio de información entre agente vecinos, demostrando la capacidad del controlador para responder ante una eventualidad en la capa física del sistema. La pérdida de un enlace en la capa de comunicaciones evidencia la capacidad del controlador para resolver el problema OPF del sistema, aún cuando la información proveniente de agentes vecinos se vea reducida.

El controlador óptimo distribuido diseñado bajo la técnica de consenso + innovación permite lograr la distribución de flujo de potencia en todo el sistema con enlaces de comunicación entre agentes vecinos, de tal forma se logra una convergencia entre el estado del sistema sin la necesidad de tener una red de comunicación completa. Adicional, al existir sólo intercambio de información sobre los costos marginales de generación entre agentes vecinos se ve reducida la saturación de información en los enlaces de comunicación. Finalmente, la técnica permite una coordinación totalmente distribuida en los componentes del sistema.

7.2. Trabajo futuro

La técnica de control de consenso + innovación es una técnica alternativa a las técnicas convencionales de control, en los sistemas de potencia actuales el desarrollo de sistemas de control distribuidos garantiza que el sistema tenga la capacidad de ser *plug-and-play*, adicional permite que ante una eventualidad el sistema pueda ser resiliente. La inclusión cada vez más de dispositivos controlables en el sistema hace que técnicas de control convencionales sea computacionalmente inmanejable. De tal forma incluir mejoras en técnicas alternativas distribuidas garantizará en gran medida una mejora en el desempeño del controlador y permitirá una respuesta más rápida, permitiendo que tengan un desempeño computacional más ligero y asequible.

Conexiones de comunicaciones entre agentes lejanos permitiría una velocidad de convergencia más rápida. En el diseño del controlador se contemplaría conexiones ente más agentes y entre agentes lejanos considerando que la topología de los sistemas de distribución tienden a reconfigurarse.

Incorporar restricciones de seguridad física en el sistema y protocolos de ciberseguridad dentro del controlador permitiría que el sistema se asegure contra amenazas y se protegería a los usuarios finales. De tal manera el mapeo de información en el sistema es el primer paso para diseñar un sistema de control, teniendo en cuenta las brechas de seguridad y privacidad que puedan generar problemas. Adicional se garantizaría un rendimiento óptimo del sistema frente a un ataque y que no sería necesario una modificación costosa del sistema.

En las actualizaciones de la técnica C+I se pueden considerar actualizaciones asincrónicas, donde los agentes son agrupados por áreas en el sistema donde el intercambio de información entre agente es en cada iteración y el intercambio de información entre las áreas puede ser cada i -ésima iteración. Esta actualización podría reducir la sobrecarga en las conexiones de comunicación del sistema.

Bibliografía

- [1] W. Saad, Z. Han, and H. V. Poor, “Game-theoretic methods for the smart grid,” *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 29, no. September, pp. 86–105, 2012.
- [2] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. S. Meliopoulos, R. Yinger, and J. Eto, “Consortium for Electric Reliability Technology Solutions White Paper on Integration of Distributed Energy Resources The CERTS MicroGrid Concept,” *Program, Transmission Reliability Systems, Energy Program, Integration Interest, Public Commission, California Energy*, no. April, pp. 1–29, 2002.
- [3] R. Lasseter, “MicroGrids,” *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, pp. 305–308, 2002. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=985003>
- [4] R. H. Lasseter, “Microgrids and Distributed Generation,” *Journal of Energy Engineering*, vol. 133, no. 3, pp. 144–149, 2007. [Online]. Available: <http://ascelibrary.org/doi/10.1061/%2528ASCE%25290733-9402%25282007%2529133%253A3%2528144%2529>
- [5] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, “Defining control strategies for microgrids islanded operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, 2006.
- [6] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, H. R. Pota, and N. K. Roy, “Robust Nonlinear distributed controller design for maintaining power balance in Islanded microgrids,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2014-Octob, no. October, pp. 893–903, 2014.
- [7] E. Pouresmaeil, O. Gomis-Bellmunt, D. Montesinos-Miracle, and J. Bergas-Jané, “Multilevel converters control for renewable energy integration to the power grid,” *Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 950–963, feb 2011.
- [8] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids: an overview of ongoing research, development, and demonstration projects,” *IEEE Power and Energy Magazine*, no. July 2007, pp. 78–94, 2007.

-
- [9] J. Y. Kim, J. H. Jeon, S. K. Kim, C. Cho, J. H. Park, H. M. Kim, and K. Y. Nam, "Cooperative control strategy of energy storage system and microsourses for stabilizing the microgrid during islanded operation," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 3037–3048, 2010.
- [10] R. Zamora and A. K. Srivastava, "Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 7, pp. 2009–2018, 2010.
- [11] P. Piagi and R. Lasseter, "Autonomous control of microgrids," *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, no. June, p. 8 pp., 2006. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1708993>
- [12] Y. Zhu, F. Zhuo, F. Wang, B. Liu, R. Gou, and Y. Zhao, "A virtual impedance optimization method for reactive power sharing in networked microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 4, pp. 2890–2904, 2016.
- [13] T. Lv and Q. Ai, "Interactive energy management of networked microgrids-based active distribution system considering large-scale integration of renewable energy resources," *Applied Energy*, vol. 163, pp. 408–422, 2016.
- [14] M. Tushar and C. Assi, "Optimal Energy Management and Marginal Cost Electricity Pricing in Microgrid Network," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 3203, no. c, pp. 1–13, 2017.
- [15] W. A. Cronje, I. W. Hofsaier, M. Shuma-Iwisi, and J. I. Braid, "Design considerations for rural modular microgrids," in *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition, ENERGYCON 2012*, 2012, pp. 743–748.
- [16] L. I. Minchala-Avila, L. E. Garza-Castañón, A. Vargas-Martínez, and Y. Zhang, "A review of optimal control techniques applied to the energy management and control of microgrids," in *Procedia Computer Science*, vol. 52, no. 1. Elsevier, 2015, pp. 780–787.
- [17] M. M. A. Abdelaziz, H. E. Farag, and E. F. El-Saadany, "Optimum Reconfiguration of Droop-Controlled Islanded Microgrids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2144–2153, 2016.
- [18] A. Parisio and L. Glielmo, "Energy efficient microgrid management using Model Predictive Control," *IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference*, pp. 5449–5454, 2011.
- [19] J. Barreiro-Gomez, G. Obando, and N. Quijano, "Distributed Population Dynamics: Optimization and Control Applications," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems*, pp. 1–11, 2016.

-
- [20] N. Quijano, C. Ocampo-Martinez, and J. Barreiro-Gomez, "Constrained Distributed Optimization Based on Population Dynamics," *IEEE Conference on Decision and Control*, vol. 2014, no. 1, pp. 4260–4265, 2014.
- [21] A. Ahmad Khan, M. Naeem, M. Iqbal, S. Qaisar, and A. Anpalagan, "A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1664–1683, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.259>
- [22] National Renewable Energy Laboratory, "Basic Research Needs for Autonomous Energy Grids- Summary Report of the Workshop on Autonomous Energy Grids: September 13-14, 2017," vol. Technical, 2017.
- [23] S. Kar, J. M. F. Moura, and K. Ramanan, "Distributed parameter estimation in sensor networks: Nonlinear observation models and imperfect communication," *IEEE Transactions on Information Theory*, vol. 58, no. 6, pp. 3575–3605, 2012.
- [24] E. Mojica-Nava, C. Barreto, and N. Quijano, "Population Games Methods for Distributed Control of Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2586–2595, nov 2015.
- [25] E. Kremers, P. Viejo, J. González De Durana, and O. Barambones, "A Complex Systems Modelling Approach for Decentralized Simulation of Electrical Microgrids," *15th IEEE International Conference on Engineering of Complex Computer Systems*, p. 8, 2010.
- [26] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, "A Review of Existing Microgrid Architectures," *Journal of Engineering*, vol. 2013, p. 8, 2013.
- [27] M. Ding and K. Luo, "A multi-agent energy coordination control strategy in microgrid island mode," in *Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. 238 LNEE, 2014, pp. 529–536.
- [28] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dorfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, and F. Bullo, "Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2015.
- [29] M. A. Aminu and K. Solomon, "A Review of Control Strategies for Microgrids," *Advances in Research*, vol. 7, no. 3, pp. 1–9, 2016.
- [30] M. N. Ahmed, M. Hojabri, A. M. Humada, H. Daniyal, and F. H. Frayyeh, "An Overview on Microgrid Control Strategies," *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, vol. 4, no. 5, pp. 93–98, 2015.

-
- [31] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, “A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, pp. 1107–1115, 2007. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4267747>
- [32] J. Zhao and F. Dörfler, “Distributed control and optimization in DC microgrids,” *Automatica*, 2015.
- [33] W. Huang, M. Lu, and L. Zhang, “Survey on microgrid control strategies,” *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 206–212, 2011. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.10.029>
- [34] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, and F. O. Resende, “Microgrids black start and islanded operation,” *Control*, no. August, pp. 22–26, 2005.
- [35] A. Bidram and A. Davoudi, “Hierarchical structure of microgrids control system,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976, 2012.
- [36] F. Dorfler, J. W. Simpson-Porco, and F. Bullo, “Plug-and-play control and optimization in microgrids,” in *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, 2014.
- [37] M. Mesbahi and M. Egerstedt, *Graph theoretic methods in multiagent networks*, 2010.
- [38] A. Abur and A. G. Exposito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*, 2004.
- [39] M. Mesbahi and M. Egerstedt, *Graph theoretic methods in multiagent networks*, 2010.
- [40] L. Florez and A. Baron, *Introducción al análisis de sistemas de potencia*, 1993, vol. I.
- [41] F. Dorfler, S. Bolognani, J. W. Simpson-Porco, and S. Grammatico, “Distributed control and optimization for autonomous power grids,” *2019 18th European Control Conference, ECC 2019*, pp. 2436–2453, 2019.
- [42] D. K. Molzahn, F. Dörfler, H. Sandberg, S. H. Low, S. Chakrabarti, R. Baldick, and J. Lavaei, “A Survey of Distributed Optimization and Control Algorithms for Electric Power Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2941–2962, 2017.
- [43] Saadat Hadi, *Power System Analysis*, 1999, vol. 130, no. 8.
- [44] L. Meng, T. Dragicevic, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Dynamic consensus algorithm based distributed global efficiency optimization of a droop controlled DC microgrid,” in *ENERGYCON 2014 - IEEE International Energy Conference*, 2014, pp. 1276–1283.

- [45] E. Weitenberg, Y. Jiang, C. Zhao, E. Mallada, C. De Persis, and F. Dörfler, “Robust Decentralized Secondary Frequency Control in Power Systems: Merits and Trade-Offs,” 2017. [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/1711.07332>
- [46] Y. H. Ji, D. Y. Jung, C. Y. Won, B. K. Lee, and J. W. Kim, “Maximum power point tracking method for PV array under partially shaded condition,” in *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2009*, 2009, pp. 307–312.
- [47] Q. Shafiee, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Distributed secondary control for islanded MicroGrids - A networked control systems approach,” *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, pp. 5637–5642, 2012.
- [48] L. Guo, N. Wang, H. Lu, X. Li, and C. Wang, “Multi-objective optimal planning of the stand-alone microgrid system based on different benefit subjects,” *Energy*, vol. 116, Part, pp. 353–363, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216313950>
- [49] E. M. L. Beale, *Introduction to optimization*, 1988.
- [50] A. Kargarian, J. Mohammadi, J. Guo, S. Chakrabarti, M. Barati, G. Hug, S. Kar, and R. Baldick, “Toward Distributed/Decentralized DC Optimal Power Flow Implementation in Future Electric Power Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2574–2594, 2018.
- [51] G. Hug, S. Kar, and C. Wu, “Consensus + Innovations Approach for Distributed Multi-agent Coordination in a Microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1893–1903, 2015.
- [52] J. Mohammadi, S. Kar, and G. Hug, “Distributed Approach for DC Optimal Power Flow Calculations,” pp. 1–11, 2014. [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/1410.4236>
- [53] S. Kar and J. M. Moura, “Consensus + innovations distributed inference over networks: Cooperation and sensing in networked systems,” *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 30, no. 3, pp. 99–109, 2013.
- [54] S. Kar, J. M. Moura, and K. Ramanan, *Distributed parameter estimation in sensor networks: Nonlinear observation models and imperfect communication*, 2012, vol. 58, no. 6.

A. Código Caso 1 - General

```
function [sys,x0,str,ts] = Flambda(t,x,u,flag)

switch flag,
    case 0,
        [sys,x0,str,ts] = mdlInitializeSizes;

    case 3,
        sys = mdlOutputs(t,x,u);

    case {1, 2, 4, 9},
        sys = [];

    otherwise
        error(['Unhandled flag = ',num2str(flag)]);
end;

function [sys,x0,str,ts] = mdlInitializeSizes

sizes = simsizes;

sizes.NumContStates= 0;
sizes.NumDiscStates= 0;
sizes.NumOutputs= 6;
sizes.NumInputs= 6;
sizes.DirFeedthrough=1;
sizes.NumSampleTimes=1;

sys = simsizes(sizes);

x0 = [];

str = [];
```

```

ts = [-1 1];

function sys = mdlOutputs(t,x,u)

A=[0 1 0 0 1 0; 1 0 1 1 1 0; 0 1 0 1 0 0; 0 1 1 0 1 1; 1 1 0 1 0 0; 0 0 0 1 0 0];

Ca=[0.35; 0.56; 0.7; 0.38; 0.35; 0.21];
Cb=[20; 23; 19; 25; 15; 10];

lb = [5; 2; 7; 10; 2; 3];
ub = [450; 450; 190; 450; 450; 450];

P = zeros(6,1);
Lambda=[35; 33; 36; 31; 34; 32];

Tol =0.01;
Tol2 =1e-3;
Error1=1;
Error2=1;

N=6;
iter = 1;

while (Error1>Tol \& Error2>Tol2)
    for i=1:N;
        for j=1:N;
            if (A(i,j)==1);

                alfa=0.091/((iter+1)^(0.98));
                beta=0.45/((iter+1)^(0.001));
                Lambda(i,:)=Lambda(i,:)-beta*(Lambda(i,:)-Lambda(j,:))-alfa*u(i,:);
                Lambda1=Lambda(i,:);
                Error1=abs(Lambda1-Lambda);

            if (P<lb | ub<P)
                P(i,:)=(Lambda(i,:)-Cb)/Ca;
            elseif (lb<=P | P<=ub)
                P(i,:)=(Lambda(i,:)-Cb)/Ca;
                P1=P(i,:);
                Error2=abs(P1-P);
            end
        end
    end
end

```

end

end

end

end

iter = iter + 1;

end

sys=P;

B. Código Caso 2 - Pérdida de enlace de comunicaciones

```
function [sys,x0,str,ts] = Flambda(t,x,u,flag)

switch flag,

    case 0,
        [sys,x0,str,ts] = mdlInitializeSizes;

    case 3,
        sys = mdlOutputs(t,x,u);

    case {1, 2, 4, 9},
        sys = [];

    otherwise
        error(['Unhandled flag = ',num2str(flag)]);
end;

function [sys,x0,str,ts] = mdlInitializeSizes

sizes = simsizes;

sizes.NumContStates= 0;
sizes.NumDiscStates= 0;
sizes.NumOutputs= 6;
sizes.NumInputs= 6;
sizes.DirFeedthrough=1;
sizes.NumSampleTimes=1;

sys = simsizes(sizes);

x0 = [];
```

```
str = [];  
  
ts = [-1 1];  
  
function sys = mdlOutputs(t,x,u)  
  
A1=[0 1 0 0 1 0; 1 0 1 1 1 0; 0 1 0 1 0 0; 0 1 1 0 1 1; 1 1 0 1 0 0; 0 0 0 1 0 0];  
A2=[0 1 0 0 1 0; 1 0 0 1 1 0; 0 0 0 1 0 0; 0 1 1 0 1 1; 1 1 0 1 0 0; 0 0 0 1 0 0];  
  
Ca=[0.35; 0.56; 0.7; 0.38; 0.35; 0.21];  
Cb=[20; 23; 19; 25; 15; 10];  
  
lb = [5; 2; 7; 10; 2; 3];  
ub = [450; 450; 190; 450; 450; 450];  
  
P = zeros(6,1);  
Lambda=[35; 33; 36; 31; 34; 32];  
  
Tol1 =0.01;  
Tol2 =1e-3;  
Error1=1;  
Error2=1;  
  
N=6;  
iter = 1;  
  
if t<=1.2  
    while (Error1>Tol1 & Error2>Tol2)  
        for i=1:N;  
            for j=1:N;  
                if (A1(i,j)==1);  
  
                    alfa=0.091/((iter+1)^(0.98));  
                    beta=0.45/((iter+1)^(0.001));  
                    Lambda(i,:)=Lambda(i,:)-beta*(Lambda(i,:)-Lambda(j,:))-alfa*u(i,:);  
                    Lambda1=Lambda(i,:);  
                    Error1=abs(Lambda1-Lambda);  
  
                if (P<lb | ub<P)
```

```

        P(i,:)=(Lambda(i,:)-Cb)/Ca;
    elseif (lb<=P | P<=ub)
        P(i,:)=(Lambda(i,:)-Cb)/Ca;
        P1=P(i,:);
        Error2=abs(P1-P);
    end

    end

    end

    end
    iter = iter + 1;
end
elseif t>1.2
    Lambda2(:)=Lambda;
    while (Error1>Tol & Error2>Tol2)
        for i=1:N;
            for j=1:N;
                if (A2(i,j)==1);

                    alfa=0.091/((iter+1)^(0.98));
                    beta=0.45/((iter+1)^(0.001));
                    Lambda2(i,:)=Lambda2(i,:)-beta*(Lambda2(i,:)-Lambda2(j,:))-alfa*u(i,:);
                    Lambda3=Lambda2(i,:);
                    Error1=abs(Lambda3-Lambda2);

                    if (P<lb | ub<P)
                        P(i,:)=(Lambda(i,:)-Cb)/Ca;
                    elseif (lb<=P | P<=ub)
                        P(i,:)=(Lambda(i,:)-Cb)/Ca;
                        P1=P(i,:);
                        Error2=abs(P1-P);
                    end

                    end

                end

            end

            iter = iter + 1;
        end
    end
    sys=P;

```

C. Modelo del sistema en Simulink

