

2018

CONTROL DE VOLTAJE Y OPTIMIZACIÓN DE COSTOS DE UNA MICRO-RED DE CORRIENTE CONTINUA

URQUETA BELAÚNDE, CAMILO IGNACIO

<http://hdl.handle.net/11673/25836>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

Tesis de Magister

Control de voltaje y optimización de costos de una micro-red de corriente continua

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería Electrónica

Alumno
Camilo Ignacio Urqueta Belaúnde

Guía de Tesis/Profesor Supervisor
Dr. Marcelo Pérez Leiva

Revisores/Comisión Co-Referente
Dr. Samir Kouro Raener
Dr. Javier Pereda Torres

MARZO, 2018
Valparaíso, Chile

RESUMEN

LAS micro-redes se han convertido en una alternativa para aumentar la controlabilidad y resiliencia del sistema eléctrico debido a la gestión local de energía y alta eficiencia que pueden lograr. Adicionalmente cuando una micro-red se construye utilizando bus DC, esta no requiere sincronización, simplificando sistema de control y mejorando las características dinámicas de corrientes y voltajes. Las micro-redes generalmente se controlan mediante una estructura jerárquica de tres niveles donde el nivel primario se asocia al control de corriente de los elementos funcionales de la micro-red, el nivel secundario a la regulación del voltaje del bus y el nivel terciario a la optimización del funcionamiento global en términos de costos. En este trabajo se implementará un sistema de control de voltaje a nivel secundario, y un algoritmo de optimización a nivel terciario, de una micro-red DC. El algoritmo de optimización define el modo de operar de la micro-red basándose en el costo de comprar energía de la red, renta de vender energía a la red, costo asociado al efecto de degradación de las baterías debido a cargas o descargas y costo de la desconexión de cargas no-críticas. Además, el algoritmo considera las restricciones del estado de carga de las baterías y limitaciones de la conexión a red. Para validar el trabajo propuesto, se simulará una micro-red DC en el software MATLAB/SIMULINK. Resultados preliminares de simulación, con condiciones operativas reales, muestran un buen desempeño en términos de respuesta dinámica y operación en estado estacionario mientras se optimiza la operación económica a lo largo de la operación diaria.

ABSTRACT

MICROGRIDS have become an alternative to increase the controllability and resilience of electrical systems due to the local and efficient energy management they provide. Additionally, when the microgrid has a main DC bus it does not require synchronization hence the control scheme is simplified allowing to improve the dynamics of the currents and voltages. DC microgrids are usually controlled using a three-level hierarchical scheme in which the primary control level is associated to current control of the elements, the secondary control level is responsible of the voltage of DC bus regulation and the tertiary control level optimizes the operation of the whole microgrid in terms of the costs and efficiency. The optimization algorithm is defined to determine the operation mode of the DC microgrid based on cost to buy energy from the grid, inject energy to grid and charge/discharge cost in relationship to degradation effect but at the same time takes into account restrictions of the grid connection and battery state of charge. In order to validate the proposed hierarchical control strategy and the regulation of DC bus voltage, a DC microgrid is simulated in MATLAB/SIMULINK. Simulation results with realistic operating conditions show a good performance in terms of dynamic response and steady state operation while an optimized economic operation is achieved.

ÍNDICE

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS	VII
ABREVIACIONES	VIII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Estado del Arte	2
1.1.1. Identificación de problemas	3
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos	4
1.4. Metodología	5
1.5. Aporte del trabajo de Tesis. Compromiso de publicación	5
2. MICRO-RED - CONCEPTO Y ESTRUCTURA	6
2.1. Definición de Micro-red	7
2.2. Objetivo de la Micro-red	8
2.3. Tipos de Arquitecturas	8
2.4. Funciones de la Micro-red	9
2.5. Estructura de Control	10
3. MRDC EN MODO ISLA O CONECTADO A RED SIN ALMACENAMIENTO	12
3.1. Características de la Micro-red DC	12
3.2. Modelos eléctricos	13
3.3. Control de los Modelos Eléctricos	15
3.4. Convertidores	17

3.5. Interacción de Elementos	17
3.5.1. Control Secundario	18
3.5.2. Control Terciario Propuesto	18
3.6. Resultados de Simulación	21
4. MRDC EN IM CON DESCONEXIÓN DE CARGA O GC SIN ALMACENAMIENTO	26
4.1. Características de la Micro-red DC con Desconexión de Cargas	27
4.2. Interacción de Elementos	28
4.2.1. Control Secundario para Cargas no-críticas	28
4.2.2. Control Terciario	29
4.3. Resultados de Simulación	30
5. OPERACIÓN GENERALIZADA DE LA MICRO-RED DC	34
5.1. Características de la Micro-red DC con Tres Estados de Operación	34
5.2. Operación de MRDC y Criterios del Manejo Energía	35
5.3. Interacción de Elementos	36
5.3.1. Control Secundario	36
5.3.2. Control Terciario Propuesto	36
5.4. Resultados de Simulación	41
5.5. Problema con <i>Peaks</i> de potencia en la simulación	47
5.6. Utilización de bandas en ECB para reducir los <i>Peaks</i> de potencia	47
5.7. Implementación de limitación en la dinámica de la corriente	49
5.7.1. Detección de pendiente corriente baterías	49
5.7.2. Activación por rampa	50
5.7.3. Análisis implementación limitación en la dinámica de la corriente	51
5.8. Resultados simulación con estrategia de reducción de <i>peaks</i>	53
5.8.1. Simulación en distintas condiciones	55
6. CONCLUSIONES	59
A. PUBLICACIONES GENERADAS	62
B. CÓDIGOS C	63
B.1. Protección carga de una micro-red DC	63
B.2. Algoritmo propuesto para MRDC con tres estados de operación	64
B.3. Implementación de bandas en el ECB	66
B.4. Activación por Rampe de la Red Principal	68
B.5. Implementación de Limitación de la Dinámica de la Corriente	69
BIBLIOGRAFÍA	72

Índice de figuras

2.1. Diagrama de una micro-red.	8
2.2. Complejidad frente a niveles en la jerarquía de control.	10
3.1. Micro-red DC.	13
3.2. Modelos eléctricos - (a) celda solar, (b) batería ion-litio, (c) cargas y (d) red principal.	14
3.3. Diagrama de control - (a) celda solar, (b) batería ion-litio, (c) cargas y (d) red principal.	15
3.4. Convertidores - (a) elevador bi-direccional DC/DC y (b) inversor trifásico AC/DC.	16
3.5. Casos de operación - (a) sin conexión a red y (b) sin uso de baterías.	18
3.6. Diagrama control secundario.	19
3.7. Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos de energía implementado.	20
3.8. Curva consumo de un conjunto de casas.	21
3.9. Esquema jerárquico del control primario, secundario y terciario de la MRDC en IM o GC sin almacenamiento.	23
3.10. Operación de la MRDC en modo isla o conectado a red sin almacenamiento	25
4.1. Micro-red DC con separación de cargas.	27
4.2. Esquema de control secundario para cargas no-críticas.	28
4.3. Esquema jerárquico del control primario, secundario y terciario de la micro-red DC con desconexión de cargas.	29
4.4. Consumo de un conjunto de casas - (a) cargas críticas y (b) cargas no-críticas.	30
4.5. Operación de la MRDC en modo isla con desconexión de cargas o conectado a red sin almacenamiento	33
5.1. Micro-red DC con cuatro asignaciones de costo.	35
5.2. Rango ECB de operación de las baterías.	37

5.3. Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos, parte 1.	38
5.4. Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos, parte 2.	39
5.5. Consumo de un conjunto de casas - (a) cargas críticas y (b) cargas no-críticas.	40
5.6. Esquema jerárquico de control para la micro-red DC de operación generalizada.	41
5.7. Operación generalizada de la MRDC	46
5.8. Estados de operación de la MRDC generalizada	47
5.9. Rango ECB con tres zonas de operación de las baterías.	48
5.10. Comparación forma de onda red principal - (a) Original y (b) Implementación de bandas en ECB.	48
5.11. Rango ECB con tres zonas de operación de las baterías junto a detección de pendiente de i_{bat}	49
5.12. Diagrama detección de pendiente de corriente baterías.	49
5.13. Diagrama de activación por rampa de la red principal.	50
5.14. Comparación Forma de Onda Red Principal - (a) Impl. bandas en ECB y (b) Impl. limitación de corriente.	50
5.15. Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos e implementación limitación de corriente, parte 1.	51
5.16. Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos e implementación limitación de corriente, parte 2.	52
5.17. Operación generalizada de la MRDC con mejoras	54
5.18. Estados de Operación de la MRDC generalizada	55
5.19. Operación generalizada de la micro-red DC con mejoras - Estado de carga inicial de las baterías igual a 85%.	56
5.20. Operación generalizada de la micro-red DC con mejoras - Rango de operación del estado de carga de las baterías entre 60 % y 100 %.	57
5.21. Operación generalizada de la micro-red DC con mejoras - Variabilidad climática en la generación de energía de los PS.	58

Índice de tablas

2.1. Comparativa entre red convencional y micro-red	7
3.1. Número de elementos de la micro-red DC.	13
3.2. Parámetros de simulación.	22

ABREVIACIONES

Mayúsculas

MR	: micro-red
DC	: corriente continua
AC	: corriente alterna
BM	: monitoreo del bus
PS	: paneles solares
GD	: generación distribuida
SA	: sistema de almacenamiento
IM	: modo isla
GC	: conectado a red
SSA	: sin sistema de almacenamiento
EMS	: sistema manejo de energía
ECB	: estado de carga de la batería
VPP	: agente de potencia virtual
MPP	: máximo punto de potencia
MRDC	: micro-red de corriente continua
MPPT	: seguimiento del máximo punto de potencia

INTRODUCCIÓN

LA creciente demanda de energía y la continua escasez de combustibles fósiles, están provocando una deficiencia en la calidad de energía del sistema de generación eléctrico convencional. Como resultado, diferentes políticas gubernamentales están promocionando la integración de energía renovable a la red para apoyar la demanda de electricidad y, al mismo tiempo, reducir el impacto medio-ambiental. En este contexto, el desarrollo de micro-redes con generación solar y eólica, representan un nuevo paso en la integración de estas energías en la red eléctrica [1].

La micro-red (MR) es un sistema eléctrico de baja-media tensión que facilita la integración e interacción de múltiples fuentes de energía, sistemas de almacenamiento y cargas. Además, permite operar de forma aislada cuando las condiciones de la red principal no son las adecuadas. De acuerdo al bus de distribución las micro-redes pueden clasificarse en tres tipos: alterna (AC), continua (DC) e híbrida [1–3]. La micro-red DC (MRDC) presenta importantes ventajas en comparación con la micro-red alterna, tales como: ausencia de efecto “*skin*”, reducción en las pérdidas y mejor eficiencia debido a la ausencia de potencia reactiva [4]. Por otra parte, ofrece una mejor controlabilidad debido a que no se requiere una sincronización de los elementos conectados al bus, enfocándose el sistema de control en la regulación del voltaje del bus y no en la frecuencia [5]. Sin embargo, aún existe desventajas asociadas a las protecciones de corriente continua pero se han hecho grandes avances en el tema [6].

La operación de una micro-red se lleva a cabo por medio de una estructura jerárquica de control en donde cada nivel se enfoca en un determinado objetivo, por ejemplo, reducir pérdidas en el proceso de conversión, reducir los costos de energía al consumidor, mejorar la confiabilidad del sistema, permitir generar energía hacia

la red para ser un apoyo de esta, entre otros. Esta estructura jerárquica consiste generalmente en tres niveles, donde el nivel de control primario está asociado al control de cada elemento conectado al bus, el nivel de control secundario se centra en regular el voltaje del bus y, finalmente, el nivel de control terciario realiza la optimización de la operación en base al costo económico, pero incorporando restricciones operativas [7, 8].

1.1. Estado del Arte

El balance de potencia en un sistema de corriente continua se consigue por medio de una regulación precisa de la tensión del bus DC. Esta regulación se encuentra en el nivel secundario de control y se puede implementar de forma centralizada o distribuida [9]. Diferentes estrategias de control jerárquico son propuestas para las MRDC, por ejemplo, el control distribuido basado en la señal del bus donde la operación de esta se define por diferentes niveles de voltajes [10]. Utilizando este método es necesario conocer el número de elementos de la MR y, de acuerdo a esta cantidad, se definen los niveles de voltajes. Existiendo una limitante en la conexión de elementos adicionales. La combinación de la estrategia de control distribuido basada en el bus y un observador centralizado se puede utilizar para evitar dicha limitación del sistema. Lo anterior, involucra un observador en tiempo real de la tensión del bus DC y los paneles solares como un agente regulador del bus, para permitir cambiar el modo de operación del seguimiento del punto máximo de potencia (MPPT) a monitoreo del bus (BM) y, así, reducir la extracción de energía de los PS [11].

Es posible incluir la desconexión de cargas como agente regulador del bus cuando el consumo de carga y la generación de energía renovable son variables, ya que en ciertos instantes la red principal debe abastecer de energía a las cargas, sin embargo, cuando la red principal se encuentra limitada en la cantidad de energía que puede generar, regular el bus DC se realiza a través de este agente [12]. La manera de llevar a cabo dicha desconexión es utilizando un algoritmo de desprendimiento que retira cargas del sistema de manera sistemática hasta alcanzar la regulación del bus, para ello se implementa un módulo inteligente en el punto de acoplamiento común y en serie con las cargas no críticas [13]. Cuando la micro-red está operando en modo isla y los recursos de generación son limitados, es decir, clima no adecuado o la red principal no esté disponible, es necesario aplicar una desconexión de cargas basado en una optimización estocástica para el sistema. Este control clasifica las cargas basadas en prioridad y desconecta gradualmente las cargas con menor prioridad [14]. Además, es posible aplicar una optimización estratificada de desconexión de cargas controladas en diferentes niveles basados en la importancia de las cargas y su impacto en la regulación del bus [15]. Este método es complejo dado que el sistema no es lineal, por lo tanto, la principal dificultad se centra en el nivel de programación requerido.

En el nivel terciario existen diversas estrategias de control propuestas, siendo el sistema de gestión energética (EMS) uno de los más utilizados, ya que, proporciona inteligencia al sistema a través de la optimización de la operación basada en la reducción de costos y confiabilidad en situaciones anormales [16–18]. Las principales ventajas de este esquema son: los beneficios económicos para los consumidores, apoyar a la tensión de la red principal y el incremento de la vida útil de las baterías. Cuando se dispone de casas con distintos perfiles, el exceso de energía que se produce en una casa es compartida con las demás para reducir el costo de comprar energía de la red, ya que solo se necesitará de esta cuando la energía compartida sea insuficiente para abastecer la totalidad [19]. Por último, la MRDC se puede optimizar en base a costos al utilizar un modelo matemático y un agente de potencia virtual (VPP) [20].

1.1.1. Identificación de problemas

Los métodos de regulación del voltaje del bus disponibles en la literatura usualmente requieren especificar de forma previa la cantidad de elementos que componen la micro-red y, en base a esta información, generar las reglas de control de tensión del bus [10]. Por lo tanto, estos métodos de control no permiten agregar o quitar elementos a la microgrid de forma directa, ya que cada vez que se conecte o desconecte un elemento el método de control debe ser modificado.

Por otro lado, los agentes reguladores considerados en la literatura generalmente se asocian a las baterías y fuentes de energía renovable, sin embargo, utilizar las fuentes de energía como agente involucra una pobre utilización de la energía, dado que se podría vender y/o guardar el excedente de energía [11]. En este sentido, sería posible incorporar la desconexión de cargas no críticas como agente regulador y en consecuencia, modificar el sistema de control [12].

En un nivel de control terciario es posible optimizar la operación de la micro-red en base a costos, maximizando el beneficio de los usuarios de la micro-red. En este sentido es posible que en ciertas condiciones sea conveniente administrar toda la energía dentro de la micro-red, mientras en otras condiciones sea conveniente vender o comprar de la red principal [19, 20].

1.2. Hipótesis

Los principales elementos encargados de la regulación de la tensión del bus son las baterías y la red principal, dadas las características intrínsecas de estos. Agregar la desconexión de cargas no-críticas como agente regulador aumentará la resiliencia del sistema cuando la micro-red este operando en modo isla. La incorporación de este nuevo agente cumple dos roles principalmente, primero como protección de sistema y, segundo, como agente regulador. El sistema de control implementado facilitará agregar o quitar elementos de la micro-red DC, ya que se basa en el balance de energía del bus.

El método de optimización permite reducir los costos asociados a la compra de energía por parte del consumidor, puesto que genera operaciones de los elementos reguladores en base a los costos asociados y está sujeto a las restricciones o limitaciones de estos.

1.3. Objetivos

El principal objetivo de este trabajo es el diseño e implementación del control de voltaje y optimización de una micro-red DC en función de los costos de energía. Además, es necesario mencionar algunos objetivos secundarios asociados al proceso:

- Analizar los elementos a utilizar en una micro-red DC, considerando características que permitan llevar a cabo el funcionamiento del sistema. Lo anterior involucra dimensionamiento del proceso y criterio de selección para cada uno de los elementos que la componen.
- Implementar un control secundario que permita la modificación del número de elementos a la micro-red sin modificar el sistema de control.
- Implementar un algoritmo de optimización que maximice el beneficio económico de la operación de la micro-red.
- Implementar un algoritmo de optimización que no esté afecto a modificaciones cuando se incrementan los agentes de regulación del bus DC.
- Simular en MATLAB/SIMULINK la micro-red DC con regulación del voltaje del bus permitiendo la conexión/desconexión de elementos sin alterar el sistema de control y optimizando el proceso en función de los costos asociados a los elementos reguladores.
- Implementar un sistema capaz de responder a las distintas condiciones a las cuales se somete.
- Validar los algoritmos implementados a través de la simulación utilizando datos reales de un día de operación.

1.4. Metodología

Se realizará el estudio de publicaciones relacionadas con el tema de optimización de una micro-red DC. Se desarrollará e implementará la simulación de una micro-red DC compuesta por paneles fotovoltaicos, baterías, red principal y cargas. Por último, las cargas se dividirán en críticas y no críticas. Las primeras corresponden a las cargas esenciales de una casa y, las segundas, son cargas que se pueden desconectar para permitir regular el bus u optimizar el proceso. Dichas cargas se basarán en un perfil de consumo de un conjunto de casas.

La metodología se puede dividir en cinco etapas:

- *Estado del arte:* Investigar y estudiar la base teórica de una micro-red, composición, funcionamiento, tipos, control, usos, entre otros, permitiendo determinar los avances realizados hasta la fecha. Además de la base teórica de los elementos que componen una micro-red DC, enfocándose en el funcionamiento, control y su interacción en una micro-red. Posterior a dicho proceso, se determinará las condiciones y/o parámetros del sistema.
- *Modelación:* Modificar los modelos obtenidos en [29] para agregar los niveles de control necesarios, ajustar parámetros e incluir condiciones como ECB, entre otros. Realizado lo anterior, los elementos serán probados de manera independiente para corroborar un óptimo funcionamiento de estos.
- *Simulación y Resultados:* En esta etapa se diseña el sistema de control y el algoritmo de optimización de la micro-red DC en MATLAB/SIMULINK. Una vez logrado el proceso de regulación, se implementará el algoritmo propuesto para corroborar el funcionamiento de la micro-red. La obtención de resultados permitirá dar cuenta si la optimización se realiza de forma correcta. Por ende, se comparará el costo obtenido en distintos modos de operación de la micro-red DC.
- *Publicaciones:* A lo largo del proceso de modelación, simulación y resultados se realizarán publicaciones que permitan dar cuenta de los avances realizados.

1.5. Aporte del trabajo de Tesis. Compromiso de publicación

El aporte del trabajo es lograr una optimización y control en el funcionamiento de una micro-red DC en base a la reducción de costos por parte del consumidor para la operación de manera continua de esta. Por otro lado, el desarrollo de este trabajo será de forma creciente hasta lograr el algoritmo deseado, realizando distintas publicaciones a medida que se lleva a cabo este proyecto.

MICRO-RED - CONCEPTO Y ESTRUCTURA

La creciente inclusión de energía renovable como fuente de energía y la actual sobredemanda de energía exigida a la red principal, han permitido la investigación de sistemas de potencias que prometan ser un apoyo y mejora en la confiabilidad y continuidad del suministro de energía a los consumidores [1]. Ante esta problemática, se introduce la micro-red como sistema capaz de apoyar a la red principal y/o al consumidor dada la auto-generación de energía de este. Estos sistemas contienen elementos almacenadores que permiten reducir el impacto en cambios de potencia además de generación dentro del mismo, permitiendo operar bidireccionalmente. Entonces, su estructura consiste en generación, carga y almacenamiento, por lo que su control es de mayor complejidad. La micro-red puede estar instalada en áreas locales o rurales donde no siempre es de fácil acceso la red principal. Aspectos sobre estos sistemas se resumen en la Tabla 2.1.

La micro-red tiene la capacidad de separarse o desconectarse de la red principal en caso de fallas o apagón [21]. Al ocurrir la desconexión, la micro-red debe ser capaz de suministrar, en todo instante de tiempo, la energía requerida por las cargas conectadas al bus de esta. Por otro lado, dependiendo del grado de complejidad de la micro-red se puede asociar a una red inteligente o no inteligente [22]. En la Tabla 2.1 se muestran las comparaciones básicas entre ambos sistemas.

En este capítulo se profundizará en la definición, tipos de arquitecturas, funciones y estructura de control de una micro-red.

Red Convencional en Distribución	Micro-red
Geográficamente Extensa	Geográficamente Acotada
Conexión Radial	Interconectada
Generación y Carga	Generación, Carga y Almacenamiento
Flujo Unidireccional	Flujo Bidireccional
Método Control Consolidado	Método Control en Mejoría

Tabla 2.1: Comparativa entre red convencional y micro-red

2.1. Definición de Micro-red

Una micro-red es un sistema eléctrico de baja o media tensión diseñado para facilitar la integración e interacción de múltiples elementos [2], tales como:

- **Generación Distribuida (GD):** Estos elementos están asociados a la generación de electricidad por medio de pequeñas fuentes de energía, por ejemplo: solar, eólica y generador diesel, no controladas por el operador de la red principal, pero dada su cercanía al consumidor, favorece al proceso de transmisión y distribución de energía. Otros aspectos a considerar en estos sistemas son: capacidad menor a 50MW, conexión a redes de distribución y despacho no centralizado.
- **Sistemas de Almacenamiento (SA):** Considerados como unos de los elementos más importantes dentro de una micro-red, ya que son el soporte utilizado ante el exceso o escasez de energía producto de la variación de energía de las fuentes renovables. Además facilitan la gestión de la energía en aspectos económicos [23]. Estos elementos pueden ser: baterías, ultracapacitores, entre otros.
- **Cargas:** Estos elementos están asociadas al consumo de energía y se clasifican de acuerdo al nivel de control que se tiene sobre ellas:
 - Cargas no críticas: Capaces de recibir información por parte del control utilizado, permitiendo su uso en funciones como: ayudar a la regulación de la micro-red, disminuir el consumo de energía en el sistema, optimizar el proceso, protección, entre otros.
 - Cargas críticas: No aceptan una orden por parte del control para llevar a cabo su desconexión, están asociadas a cargas obligatorias del sistema. Por ejemplo, los semáforos de la vía pública, sistemas de alarmas, entre otros.

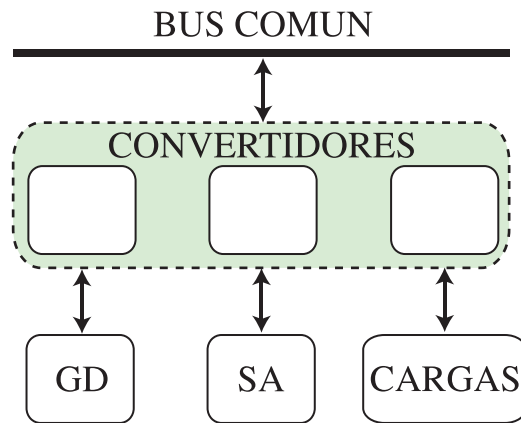


Figura 2.1: Diagrama de una micro-red.

Los elementos se conectan a un bus común donde se maneja la energía, tal como se muestra en la Figura 2.1. Por otro lado, una micro-red opera conectada a la red principal, pero cuando existe una falla o apagón del sistema principal se desconecta y opera en modo isla [1].

2.2. Objetivo de la Micro-red

Una micro-red es un sistema eléctrico capaz de abastecer en todo momento a diferentes cargas debido a su auto-generación y almacenamiento, sin importar el modo de operación de esta. Por lo mismo, debe existir un manejo de energía óptimo entre las fuentes generadoras y el consumidor para permitir la conexión de elementos al sistema sin provocar una falla o saturación de este. Lo anterior involucra un correcto dimensionamiento del sistema como cantidad de elementos.

2.3. Tipos de Arquitecturas

La micro-red se puede clasificar por energía, de acuerdo al bus común utilizado, estructura, dependiendo de las etapas de conversión, entre otros. Si la clasificación se realiza por el tipo de energía que se distribuye del bus común, las micro-redes pueden clasificarse en corriente alterna (AC), corriente continua (DC) e híbridas.

- **Micro-red AC:**

Fue el primer sistema que se investigó dada su facilidad de ser conectada al actual sistema de generación convencional AC. El control se basa en la administración de energía y la regulación de la tensión/frecuencia del bus común AC, aumentando el grado de complejidad debido al método de control utilizado en este sistema. El uso de algunas fuentes de energía renovables requieren de múltiple conversión DC/DC y DC/AC para lograr su conexión al bus común, lo que provoca que la eficiencia del sistema disminuya [4].

- **Micro-red híbrida:**

Ante el problema de la múltiple conversión en un sistema puramente AC, que causaba una disminución en la eficiencia del sistema, nace la idea de una micro-red híbrida. Esta utiliza un bus AC y otro DC que se comunican entre ellos a través de un convertidor interfase o *“interlink”*, que controla y maneja el flujo de energía entre ellos. Por lo tanto, la complejidad de estos sistemas se ve aumentada dado el método de control utilizado en el convertidor [24].

- **Micro-red DC:**

Este tipo de micro-redes es una propuesta a futuro producto de que la mayoría de las cargas utilizadas en una casa son del tipo DC. Además, esta no lleva a cabo un control de frecuencia al no contener un bus AC por lo que la complejidad del control se ve disminuida. Su objetivo se centra en la calidad de la energía y la regulación de la tensión del bus común [25]. La eficiencia, en cambio, se ve mejorada producto de la ausencia de efecto *“skin”* y potencia reactiva. En cuanto a la conversión, no es necesario la múltiple conversión para algunas fuentes de energía renovables [7].

2.4. Funciones de la Micro-red

La micro-red cumple varias funciones como sistema de potencia:

- Ser un soporte a la red principal cuando la demanda de energía es muy elevada.
- Abastecer de energía a los consumidores independientemente de la situación de la red principal.
- Operar aislada de la red principal cuando existe una falla en esta y, así, no interrumpir la generación de energía necesaria para abastecer al consumidor.
- Almacenar energía para su futura gestión.
- Ayudar en la regulación de la frecuencia/tensión de la red principal.

Para que las funciones mencionadas se lleven a cabo de manera correcta es necesario cumplir algunos requisitos, por ejemplo, la tensión/frecuencia debe estar dentro de un rango establecido para el correcto funcionamiento de los elementos conectados a él, ser capaz de responder a las perturbaciones en un tiempo adecuado, tener una holgura en el dimensionamiento de la potencia total del sistema que permita compartir con la red principal, entre otras.

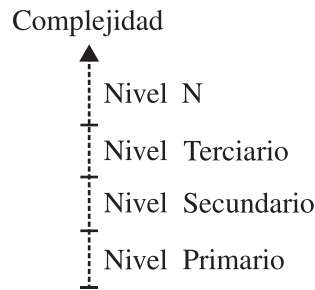


Figura 2.2: Complejidad frente a niveles en la jerarquía de control.

2.5. Estructura de Control

La interacción de los elementos y la regulación del bus común, requiere de la implementación de un control jerárquico que separa los objetivos de control en niveles [26]. Esta forma de división o separación permite asignar distintos objetivos de control en cada nivel. Generalmente una micro-red básica requiere el uso de dos niveles, uno para el control de potencia, corriente de cada elemento y otro para la regulación del bus común. En cambio, si se desea agregar una optimización o inteligencia al sistema, es necesario utilizar un tercer nivel. No obstante, no existe límite en el número de niveles que se pueden implementar en una micro-red, pero a medida que este número aumenta, también lo hará la complejidad del sistema. Tal como se observa en la Figura 2.2. En resumen:

- **Nivel primario:** Este control se aplica a los convertidores para gestionar la entrega/consumo de energía de estos en función de la referencia de corriente dada. Por lo tanto, los convertidores de las fuentes de generación distribuida deben extraer la máxima energía de estos. Los convertidores de los sistemas de almacenamiento permiten inyectar o extraer energía de acuerdo a los requerimientos del sistema y, por último, los convertidores de las cargas deben entregar energía del sistema para su consumo. En modo conectado a red, el convertidor AC/DC debe inyectar o extraer energía hacia o desde la red principal.
- **Nivel secundario:** El principal objetivo de este nivel de control es regular la tensión/frecuencia en el bus común a través de un equilibrio de las potencias o energías que circula entre los elementos. La regulación del bus se realiza a través elementos asignados que, dadas sus características intrínsecas, permiten generar/absorber esa diferencia de energía. A dichos elementos se les conoce como agentes reguladores.

- **Nivel terciario o superior:** Estos niveles se utilizan cuando se requiere implementar una optimización al proceso, por ejemplo: reducir las pérdidas, reducir los costos al consumidor, mejorar la calidad de energía, entre otros. Además, cuando se quiere mejorar aspectos del sistema como la robustez o la confiabilidad de este frente a fallas o situaciones anormales. Por otro lado, también se utiliza cuando se realizan restricciones operativas de los elementos, por ejemplo, limitación en la generación de energía, limitación en el estado de carga de los sistemas de almacenamiento, entre otros.

MICRO-RED DC EN MODO ISLA O CONECTADO A RED SIN ALMACENAMIENTO

Ante el problema de coordinación de múltiples inversores conectados en paralelo, sumado de la complejidad del control por frecuencia cuando hay múltiples agentes reguladores, además de los problemas en la eficiencia y la escasez de recursos fósiles se desarrolla la micro-red corriente continua.

En este capítulo se detalla el sistema a estudiar enfatizando los modelos eléctricos, estructura de control, convertidores de potencia e interacción de los modelos hasta alcanzar la realización de una micro-red DC en modo isla o conectado a red sin almacenamiento. Esta conformación del sistema será la base para futuras mejoras y modificaciones para alcanzar la implementación de la micro-red DC que optimice de mejor manera el proceso.

3.1. Características de la Micro-red DC

La Figura 3.1 muestra la micro-red con arquitectura DC en la cual se desarrolla el trabajo. Este sistema consta de: paneles fotovoltaicos usados como fuente de energía renovable, baterías como elementos almacenadores, cargas resistivas que representan el consumo de energía y conexión a red como fuente de energía convencional. Es importante mencionar que la micro-red puede disponer de la conexión a red, pero no se considera como un elemento que conforma estos sistemas. El bus DC se basa en una barra eléctrica donde se conectan los elementos y bancos de condensadores encargados tanto de la respuesta dinámica del sistema, como de mantener la tensión del bus en un valor establecido.

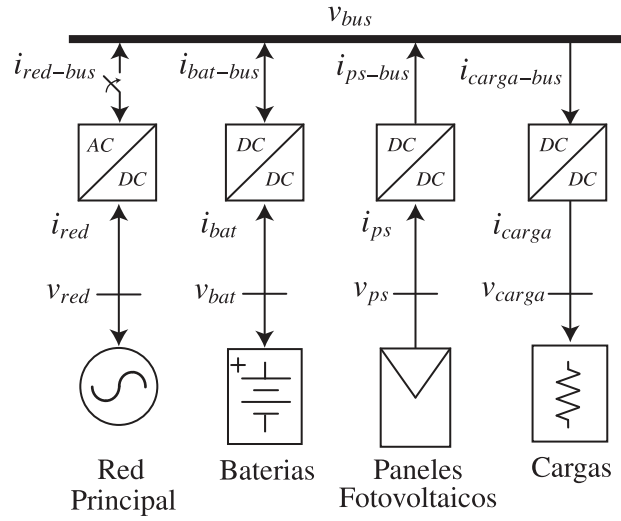


Figura 3.1: Micro-red DC.

Elemento	Cantidad	Potencia Max.
Panel Solar	10	2900[kW]
Batería	10	3000[kW]

Tabla 3.1: Número de elementos de la micro-red DC.

Se representan los elementos en base a modelos eléctricos que, de acuerdo a la complejidad de este, permite asimilarlo en comportamiento y funcionalidad a uno real. En el diseño de modelos se requiere información de las hojas de datos, las que corresponden a: panel fotovoltaico - SW 290 Mono Black de SolarWorld y batería HP12-20 de Hollandia Power Solutions [27,28]. Por otra parte, se consideran datos reales de la irradiación y temperatura de los paneles fotovoltaicos y un perfil de consumo para las cargas que representan un conjunto de casas. La Tabla 3.1 muestra el número y cantidad de potencia utilizado en los paneles y las baterías que conforman el sistema.

3.2. Modelos eléctricos

La Figura 3.2 muestra los modelos utilizados en los elementos del sistema, los cuales se obtuvieron de [29]. Estos representan una celda solar, batería de ion-litio, cargas y red principal. Cabe destacar que un conjunto de celdas solares en serie o paralelo conforman un panel fotovoltaico.

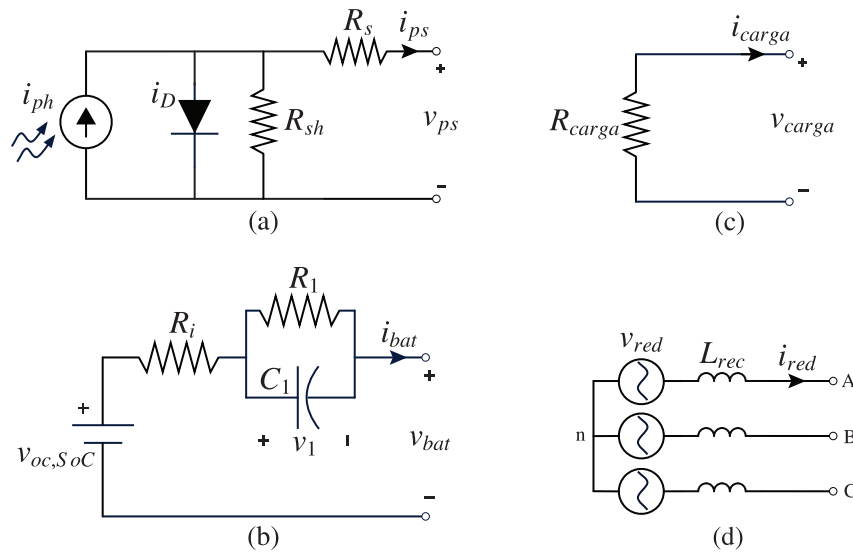


Figura 3.2: Modelos eléctricos - (a) celda solar, (b) batería ion-litio, (c) cargas y (d) red principal.

En los modelos eléctricos obtenidos es necesario realizar modificaciones que cumplan con el dimensionamiento y/o características del sistema a proponer. Las modificaciones corresponden a:

(a) **Panel Solar:**

- *Irradiación:* Se implementa un filtro de entrada en los datos de la irradiación para que no se provoquen cambios bruscos debido a que son datos reales obtenidos en el laboratorio solar de la universidad.
- *Parámetros:* Los parámetros V_{OC} y V_{mppt} , voltaje de circuito abierto y voltaje de seguimiento del máximo punto de potencia respectivamente, se multiplican por una ganancia que representa la cantidad de paneles conectados en serie.

(b) **Batería:**

- *Estado de carga:* Se implementa la obtención del estado de carga de la batería y, además, se aplican las limitaciones correspondientes para no provocar la descarga profunda o sobre-carga de este.
- *Ganancia:* Para asignar el número de baterías conectadas en serie se utiliza una ganancia en la señal de salida.
- *Dinámica:* Como la respuesta de la batería es lenta en comparación a los otros elementos, se utiliza una función de transferencia a la salida para llevar a cabo dicho comportamiento.

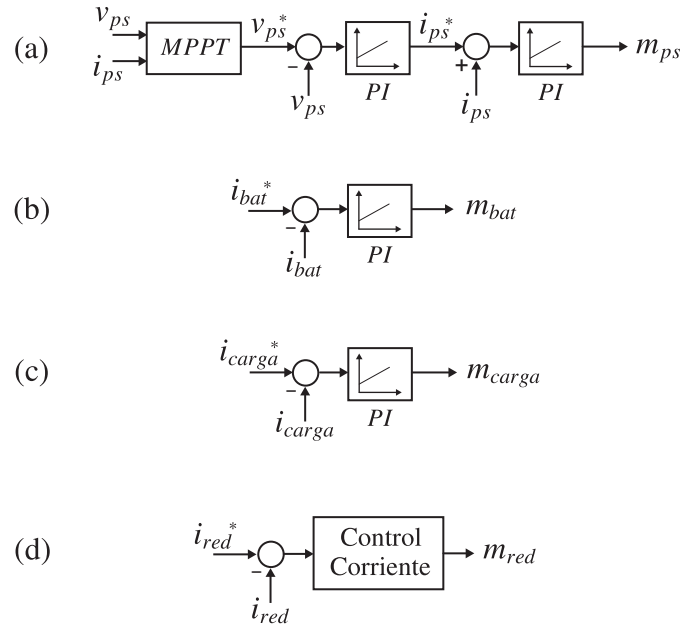


Figura 3.3: Diagrama de control - (a) celda solar, (b) batería ion-litio, (c) cargas y (d) red principal.

- *Escalado de tiempo:* Se ajusta el tiempo de carga/descarga total de la batería a un tiempo acorde a la simulación.

(c) **Cargas:**

- *Resistencia:* Se considera un valor de $50[\Omega]$ para las cargas críticas y no críticas.

(d) **Red principal:**

- *Limitación:* Se elimina la limitación de la cantidad de energía que puede entregar la red principal al sistema.

Además de los cambios mencionados, en cada modelo eléctrico se ajustan los parámetros de operación de acuerdo a los valores entregados en la hoja de datos de cada uno de los modelos seleccionados [27, 28].

3.3. Control de los Modelos Eléctricos

Este control es interno de cada elemento y va asociado al convertidor utilizado en cada uno de ellos. El control genera el índice de modulación (m) con que opera cada convertidor en función de la corriente extraída/consumida por cada elemento, tal como se muestra en la Figura 3.3. Este nivel de control se conoce como “*nivel*

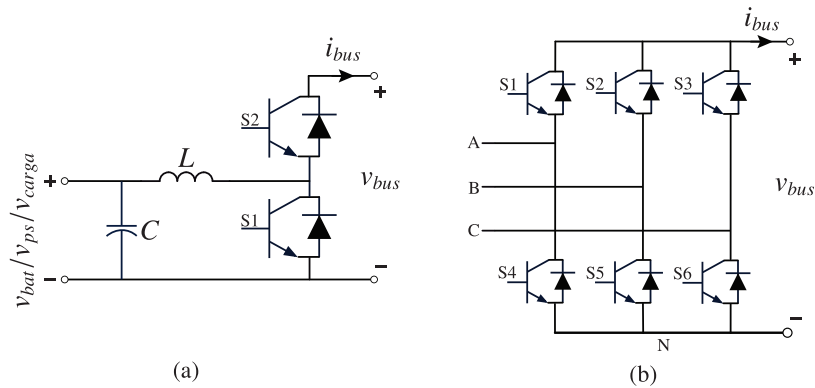


Figura 3.4: Convertidores - (a) elevador bi-direccional DC/DC y (b) inversor trifásico AC/DC.

primario” y se mencionó en el capítulo 2. La base del control que se aplica a cada elemento se extrae de [29], pero al igual que con los modelos eléctricos, se deben realizar algunas modificaciones:

(a) **Panel Solar:**

- *P&O*: Se ajusta para que responda ante cualquier cambio en la cantidad de paneles en serie conectados. Además, se cambia el tiempo de muestreo a $20[\mu\text{s}]$, tiempo de paso y voltaje de paso.
- *Controladores*: El PI de voltaje se ajusta a un ancho de banda de $20[\text{ms}]$ y el de corriente a $1[\text{ms}]$.

(b) **Batería:**

- *Control ECB*: Se implementa un control del estado de carga de la batería, restringiendo la entrega/consumo de energía cuando el ECB alcanza el límite inferior/superior.
- *Controlador*: El PI de corriente se ajusta a un ancho de banda de $1[\text{ms}]$.

(c) **Cargas:**

- *Controlador*: El PI de corriente se ajusta a un ancho de banda de $1[\text{ms}]$.

(d) **Red Principal:**

- *Predictivo*: El tiempo de muestreo del control predictivo es de $20[\mu\text{s}]$.

Además de los cambios mencionados, para el diseño de los controladores se ajustan los límites de operación de acuerdo a los valores entregados en la hoja de datos de cada modelo [27,28].

3.4. Convertidores

Algunos elementos DC tienen la capacidad de realizar flujo de energía en ambos sentidos, es decir, pueden entregar o almacenar energía. Este es el caso de la batería, que cumple un rol importante en la micro-red dada esta característica. En cambio, los PS solo entregan energía al sistema en función de la irradiancia y temperatura y las cargas solo consumen energía. Al momento de diseñar un convertidor, se prefiere el uso de uno bi-direccional DC que permita ser implementado en todos los modelos, aún cuando en algunos casos no sea necesario el flujo en ambos sentidos. El convertidor a utilizar es un elevador o “*boost*” bi-direccional de corriente continua, tal como se muestra en la Figura 3.4(a).

Para la conexión a red se utiliza el convertidor/inversor AC/DC de tres fases, mostrado en la Figura 3.4(b).

3.5. Interacción de Elementos

La operación de la micro-red DC requiere de un control que se centre en el balance de energía entre los elementos que la componen y, por ende, de la regulación de la tensión del bus DC. En este nivel de control, el desarrollo y la estrategia se ven favorecidos debido a la ausencia del control fase/frecuencia que está presente en otras arquitecturas AC, pero se debe tener especial enfoque en el control del voltaje y la calidad de la energía. Este nivel de control se conoce como “*secundario*” y se mencionó en el capítulo 2.

El balance de energía se realiza a través de los elementos de la micro-red DC, de ahí el uso necesario de los agentes reguladores. Estos son los encargados de almacenar/entregar la diferencia de energía que se encuentra en el bus DC y, por lo mismo, tienen asociado un control que mide la tensión del bus para generar la referencia de corriente. Los agentes reguladores de este sistema son las baterías y la red principal.

Las baterías se asignan debido a sus características intrínsecas que permiten el flujo en ambos sentidos. Por ejemplo, como se muestra en la Figura 3.5(a), cuando existe una sobregeneración de energía por parte de los PS y no está presente la red principal, las baterías almacenan dicho excedente de energía en el bus. Por otro lado, la red principal es un agente que cumple con el rol de entregar/consumir la diferencia de energía cuando los demás elementos no son capaces. Tal como se muestra en la Figura 3.5(b), cuando las baterías se encuentren en su máxima capacidad y los paneles sigan entregando energía al sistema, el exceso será consumido por la red principal.

Existen distintos modos de operación, pero de forma explicativa, se seleccionan estos casos que describen la importancia de asignar dichos elementos como agentes reguladores de la tensión del bus DC.

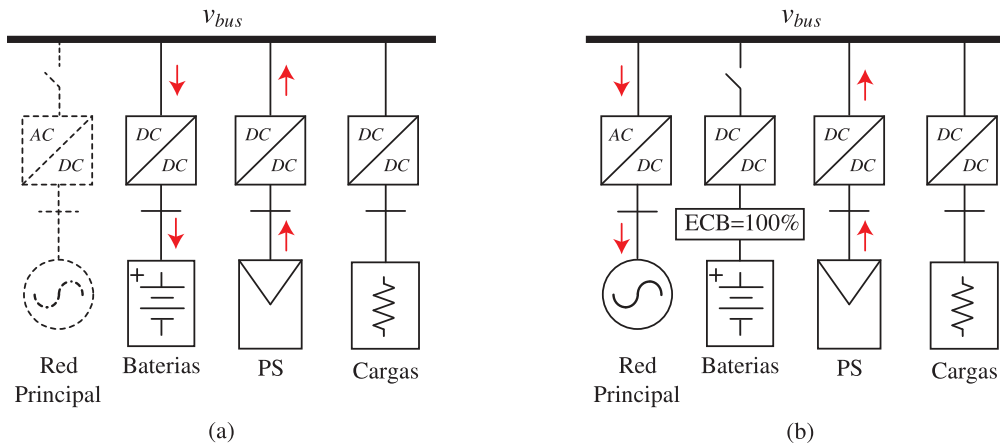


Figura 3.5: Casos de operación - (a) sin conexión a red y (b) sin uso de baterías.

3.5.1. Control Secundario

La Figura 3.6 muestra el diagrama del control secundario para los agentes reguladores. Este nivel es una capa superior al control primario y, por ende, es el encargado de enviar la referencia de corriente a los elementos reguladores a través de un controlador lineal PI. Entonces, el control consiste en comparar la referencia asignada a la tensión del bus con la medición existente y generar la corriente necesaria para mantener la tensión en el valor establecido. Dadas las características intrínsecas de algunos elementos, los encargados de la regulación del bus DC y a los cuales se les implementa este nivel de control son: la red principal y las baterías.

Los elementos como los PS y las cargas al no ser agentes reguladores no realizan una medición del bus DC y, por lo mismo, no constan de este nivel de control. Entonces, los paneles solares siempre entregan el máximo de energía que puedan generar y las cargas consumen energía de acuerdo a un perfil establecido.

3.5.2. Control Terciario Propuesto

El objetivo principal del trabajo es controlar la tensión del bus DC y optimizar el proceso en función de los costos asociados. Como se describió en la sección 3.5.1 es posible controlar la tensión del bus con el control secundario utilizado, sin embargo, para realizar una optimización del proceso es necesario agregar una capa de control superior a las mencionadas anteriormente. El nivel terciario es el encargado de optimizar la operación de la micro-red DC en base al costo de comprar energía de la red principal, renta de vender energía a la red principal y cargar/descargar las baterías en relación al efecto de degradación. A través de estos datos se implementa un algoritmo que genera señales lógicas a los agentes reguladores para indicarles el modo de operación de estos.

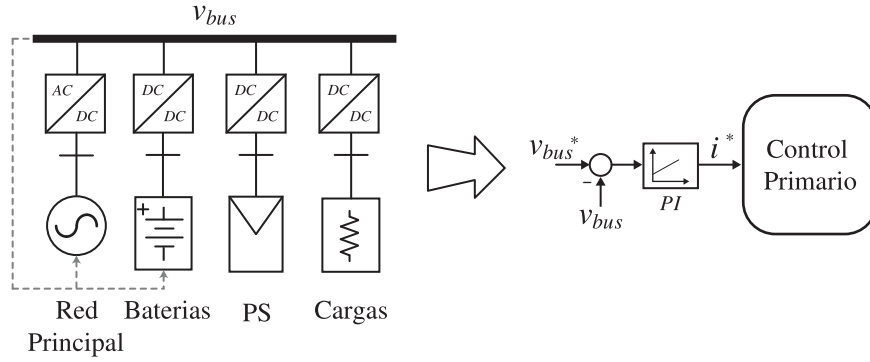


Figura 3.6: Diagrama control secundario.

Dentro de las variables a utilizar en el algoritmo se encuentran: costo de comprar energía de la red principal, renta de vender energía a la red principal, costo de cargar/descargar las baterías en relación al efecto de degradación, estado de carga de las baterías, potencia generada por los paneles solares, potencia consumida por las cargas y corriente del bus DC. Utilizando estas variables es posible obtener distintas combinaciones, por lo que es necesario definir la mejor secuencia a seguir y, así, eliminar casos reiterativos. Entonces las variables necesarias para el algoritmo son:

- K_{com} : Costo de comprar energía de la red principal.
- K_{ven} : Renta de vender energía hacia la red principal.
- K_{bat} : Costo de cargar/descargar las baterías ante el efecto de degradación.
- ECB : Estado de carga de las baterías.
- P_{ps} : Potencia generada por los paneles solares.
- P_{carga} : Potencia consumida por las cargas.
- i_{bus} : Corriente en el bus DC.

El algoritmo propuesto genera los estados de operación de las baterías (act_{bat}) y de la red principal (act_{red}), es decir, si está activado es “1” y si no es “0”. Este permite el uso de un agente regulador a la vez, por lo que no se puede dar el caso que la regulación del bus sea por medio de las baterías y la red eléctrica al mismo tiempo.

En la Figura 3.7 se muestra el algoritmo propuesto. Este algoritmo se define en función de la corriente del bus DC:

$$i_{bus} = i_{bat-bus} + i_{ps-bus} + i_{carga-bus} + i_{red-bus} \quad (3.1)$$

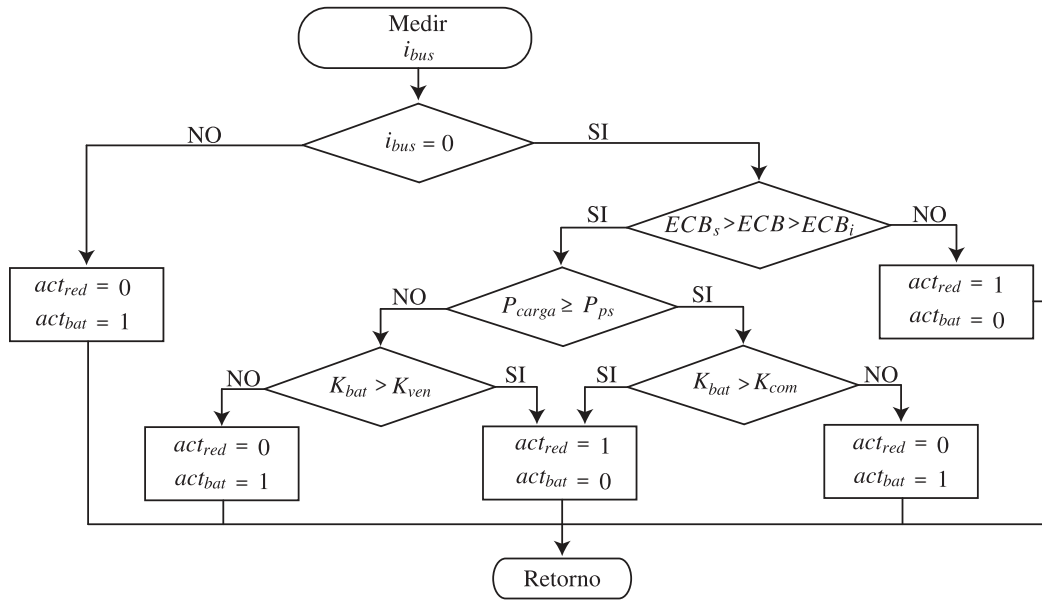


Figura 3.7: Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos de energía implementado.

Cuando la tensión se encuentra regulada, la corriente del bus DC es cero. Entonces, las mediciones de las variables K_{com} , K_{ven} , K_{bat} , ECB , P_{ps} y P_{carga} definen el estado de operación de los elementos reguladores. En caso que la corriente del bus sea distinta de cero, las baterías deben operar para controlar la tensión del bus DC. Si bien el algoritmo se basa en la corriente del bus, es necesario definir ciertas restricciones obligatorias:

1. El algoritmo no permite que la red principal y las baterías trabajen de manera simultánea.
2. El ECB está limitado entre estado de carga inferior (ECB_i) y estado de carga superior (ECB_s). Si ECB es igual a uno de estos límites, las baterías se desconectan y la red principal se conecta de manera automática.
3. El costo de las baterías que se asocia a la degradación de estas se considera constante debido a que su influencia se ve a largo plazo.
4. No existe desconexión de cargas, por ende, las cargas críticas y no críticas se representan por una única carga crítica.
5. La renta de vender energía a la red principal se traduce en un beneficio para el consumidor, por ejemplo, si este tiene un valor de 3 [USD] implica que el consumidor obtiene dicho valor como beneficio económico.

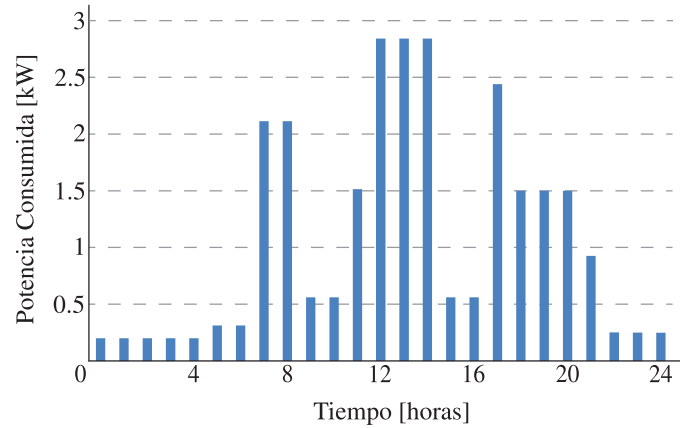


Figura 3.8: Curva consumo de un conjunto de casas.

6. La venta de energía se llevará a cabo cuando la renta sea mayor que el costo de cargar las baterías. Lo anterior se debe a que se genera un beneficio que está por sobre el costo asociado a la degradación de las baterías en dicho periodo, por lo tanto, permite recuperar parte de la inversión en la implementación del sistema.

3.6. Resultados de Simulación

Para validar el control de voltaje y optimización de la micro-red DC en IM o GC sin almacenamiento en base a costos, se realiza la simulación en MATLAB/SIMULINK para un funcionamiento de un día completo. En esta simulación se implementan los modelos con sus respectivos niveles de control vistos previamente, como se muestra en la Figura 3.9. Los parámetros de simulación se muestran en la Tabla 3.2 y se considera:

- Las cargas cambian de acuerdo al perfil de consumo de un conjunto de casas mostrado en la Figura 3.8.
- La irradiación y temperatura de los paneles solares son datos reales obtenidos en el laboratorio Solar de la universidad.
- El estado de carga de las baterías (ECB) se trabaja en un rango de 75% a 100% para permitir la prolongación de la vida útil según se estudió en [30].
- Las curvas de costo de comprar desde la red principal y renta de vender hacia la red principal se obtienen de [19].

Elemento	Variable	Parámetro	Valor
PS	V_{mpp}	Voltaje en MPP	31.4[V]
	I_{mpp}	Corriente en MPP	9.97[A]
	G_{ref}	Irradiación nominal	1000[W/m ²]
	T_{ref}	Temperatura nominal	298[K]
	R_{sh}	Resistencia desviación	533.2[Ω]
	R_s	Resistencia serie	0.462[Ω]
Baterías	Q	Capacidad	20[Ah]
	V_{full}	Voltaje de máxima carga	14.6[V]
	i_{max}	Máxima corriente	±20[A]
	R_i	Resistencia interna	0.05[Ω]
	R_1	Resistencia 1	0.0025[Ω]
	C_1	Capacitor 1	4000[F]
	$ECB(0)$	ECB inicial	100[%]
Carga	R_{carga}	Resistencia	50[Ω]
Bus	R_{bus}	Resistencia en paralelo a C_{bus}	100[kΩ]
	C_{bus}	Capacitor	10[mF]
	$v_{bus-ref}$	Referencia tensión bus	750[V]

Tabla 3.2: Parámetros de simulación.

La Figura 3.10 muestra las formas de ondas obtenidas tras la operación de un día de la micro-red DC en modo isla o conectado a red sin almacenamiento. A modo de comprensión de los resultados obtenidos, se prefiere dividir por periodos de tiempos. Estos periodos describen distintos modos de operación de la micro-red DC en base a los costos y las restricciones del sistema.

- Periodo de 0 a 7 horas:** Durante este periodo, el costo de comprar energía de la red principal (K_{com}) es mayor que el costo de cargar/descargar las baterías (K_{bat}). Además, la generación de energía por parte de los PS (P_{ps}) es cero en todo este periodo. Por lo mismo, el algoritmo genera la operación de las baterías, $act_{bat} = 1$, y la desconexión de la red principal, $act_{red} = 0$. Entonces,

$$K_{bat} < K_{com} \quad (3.2)$$

$$P_{bat} = P_{carga} \quad (3.3)$$

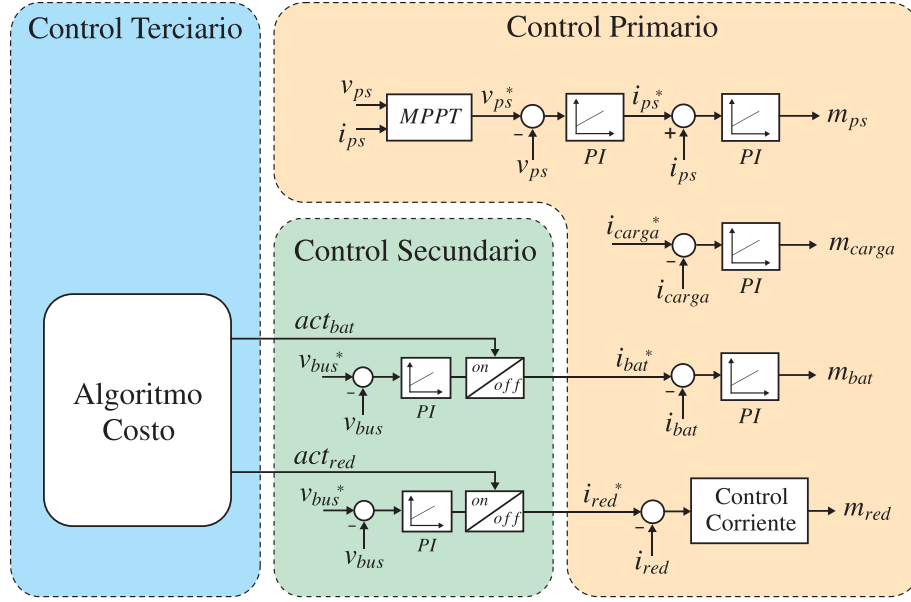


Figura 3.9: Esquema jerárquico del control primario, secundario y terciario de la MRDC en IM o GC sin almacenamiento.

- Periodo de 7 a 15 horas:** En este periodo los paneles solares entregan energía al sistema (P_{ps}). Además, al comparar los precios de la red principal con los de las baterías, este último no es favorable en ningún caso. Por lo tanto, las baterías son desconectadas y el *ECB* se mantiene constante en 80 %, $act_{bat} = 0$, y la red principal es el agente regulador al entregar y/o consumir energía al/del sistema, $act_{red} = 1$. Es importante notar que cuando la renta de vender energía a la red (K_{ven}) es mayor que el costo cargar/descarga baterías (K_{bat}), el beneficio económico es mayor al vender la energía a la red principal que cargar las baterías. Entonces,

$$K_{com} < K_{bat} < K_{ven} \quad (3.4)$$

$$P_{red} = P_{carga} + P_{ps} \quad (3.5)$$

- Periodo de 15 a 16 horas:** El costo de comprar energía de la red principal (K_{com}) aún es menor que el de cargar/descargar las baterías, sin embargo, la renta de vender energía a la red (K_{ven}) no es favorable dado que es menor al costo de cargar/descargar las baterías (K_{bat}). Por lo tanto, se prefiere cargar las baterías, $act_{bat} = 1$, alcanzando su nivel de carga de 100 %. Entonces,

$$K_{ven} < K_{bat} \quad (3.6)$$

$$P_{bat} = P_{carga} + P_{ps} \quad (3.7)$$

- **Periodo de 16 a 17 horas:** Por restricción del sistema y de las baterías, estas no pueden seguir cargándose una vez alcanzado el 100 % de su estado de carga, por lo tanto, se conecta la red principal ($act_{red} = 1$) de manera automática sin importar los costos asociados a ellos. Entonces,

$$P_{red} = P_{carga} + P_{ps} \quad (3.8)$$

- **Periodo de 17 a 21 horas:** En este periodo la generación de energía por parte de los paneles solares no es lo suficiente para abastecer las cargas, por lo que es necesario que un agente regulador genere dicha falta de energía. Dado que el costo de comprar de la red principal (K_{com}) es mayor al de cargar/descargar las baterías (K_{bat}), el algoritmo genera el estado de operación para las baterías, $act_{bat} = 1$, y la red principal es desconectada, $act_{red} = 0$. Entonces,

$$K_{bat} < K_{com} \quad (3.9)$$

$$P_{bat} = P_{carga} + P_{ps} \quad (3.10)$$

- **Periodo de 21 a 24 horas:** Por restricción del sistema y de las baterías, estas no pueden seguir descargándose una vez alcanzado el 75 % del nivel del *ECB*, por lo tanto, se conecta la red principal ($act_{red} = 1$) de manera automática sin importar los costos asociados a ellos. Entonces,

$$P_{red} = P_{carga} + P_{ps} \quad (3.11)$$

En la Figura 3.10 se muestra cómo la tensión del bus (v_{bus}) se regula al valor de referencia requerido, 750V. Debido a la conexión/desconexión de la red principal y las baterías, más los cambios de carga, la tensión del bus DC oscila por cortos periodos de tiempo, pero el control permite su pronta regulación al valor de referencia. El algoritmo utilizado provoca cambios en el modo de operar de la micro-red, pasando de modo conexión a red a isla, o viceversa reiterativamente. Además, la regulación se lleva a cabo considerando las restricciones de las baterías y la red principal.

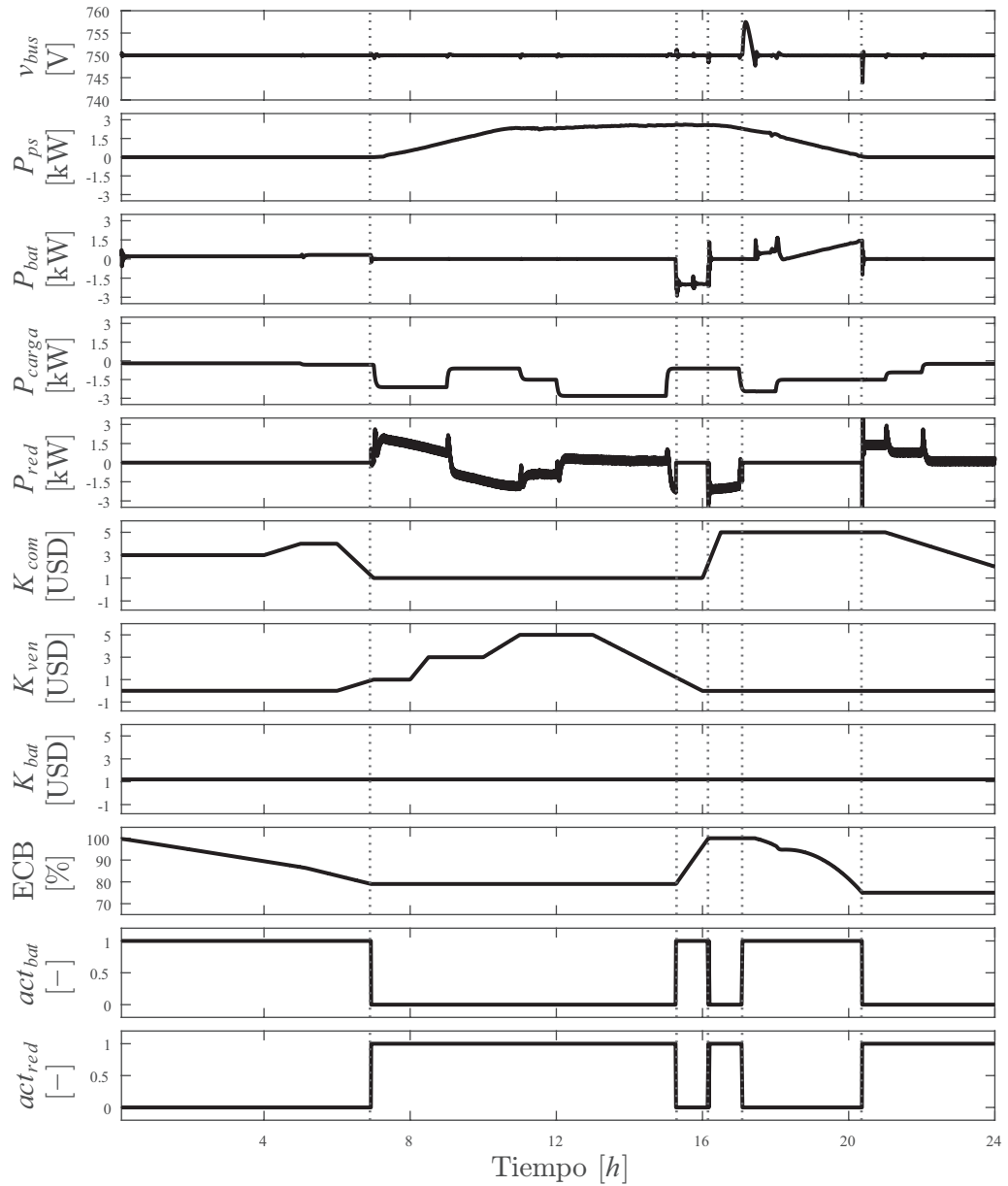


Figura 3.10: Operación de la MRDC en modo isla o conectado a red sin almacenamiento - Tensión Bus DC (v_{bus}), Potencia PS (P_{ps}), Potencia Baterías (P_{bat}), Potencia Cargas (P_{carga}), Potencia red principal (P_{red}), Costo de comprar energía de la red (K_{com}), Renta de vender energía a la red (K_{ven}), Costo de cargar/descargar las baterías (K_{bat}), Estado de carga de las baterías (ECB), Estado operación de las baterías (act_{bat}) y Estado operación de la red principal (act_{red}) - respectivamente.

MICRO-RED DC EN MODO ISLA CON DESCONEXIÓN DE CARGA O CONECTADO A RED SIN ALMACENAMIENTO

La micro-red tiene la capacidad de desconectarse de la red principal cuando ha ocurrido una falla en esta y, así, evitar un apagón del sistema, fluctuación en la frecuencia, disminución de la calidad de la energía, entre otros. Esta separación de la red principal se conoce como modo isla. En este modo la micro-red debe ser capaz de mantener la tensión del bus en un valor establecido y abastecer de energía a las cargas conectadas a él en todo instante de tiempo.

Estos sistemas eléctricos al trabajar de manera separada a la red principal tienen asociados requerimientos que aseguren su utilización, siendo algunos de estos: confiabilidad, resiliencia y calidad de energía. En modo isla los dos primeros requerimientos toman mayor importancia, ya que no se dispone de la red principal como soporte de energía. La confiabilidad, asociada a la entrega adecuada y segura de energía al consumidor, exige que efectivamente se logre abastecer de energía a las cargas el tiempo que permanezca desconectado de la red principal. La resiliencia, asociada a la capacidad del sistema de auto-recuperarse cuando ocurre una falla, exige que el sistema funcione todo el periodo de tiempo que no está presente la red principal.

La micro-red DC propuesta en el capítulo 3 opera varios instantes en modo isla y, por lo mismo, se requiere agregar una protección al sistema que permita mejorar

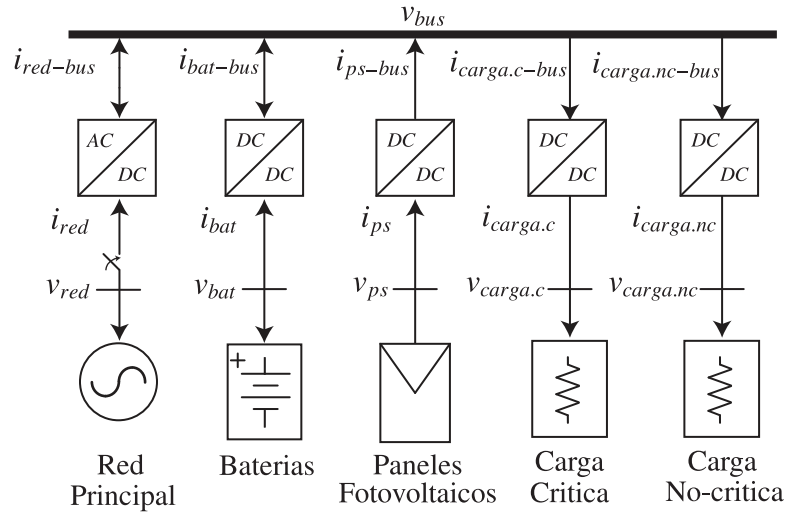


Figura 4.1: Micro-red DC con separación de cargas.

la confiabilidad de este. Por lo tanto, en este capítulo se utiliza de base la micro-red DC propuesta anteriormente y se adicionará la desconexión de cargas como método de protección y regulación del bus DC. Esta protección será importante cuando la generación de energía por parte de los PS y las baterías sea menor a la energía consumida por las cargas, permitiendo desconectar cargas y evitar que la tensión del bus empiece a decaer.

4.1. Características de la Micro-red DC con Desconexión de Cargas

La Figura 4.1 muestra la micro-red DC con separación de cargas utilizando la arquitectura vista en el capítulo 3 como base. A diferencia de la micro-red presentada en el capítulo anterior, las cargas se dividen en dos tipos: críticas y no-críticas. Las primeras corresponden a las cargas esenciales de una casa, por lo que deben ser abastecidas de energía en todo instante (lavavajilla, cocina eléctrica, entre otros) y, las segundas, a las cargas que se pueden desconectar para permitir regular el bus u optimizar el proceso (refrigerador, estufa eléctrica, etc.).

Para las cargas críticas y no-críticas se utiliza el modelo eléctrico visto en la Figura 3.2(c). En cuanto al esquema de control de estas, el nivel primario es el mismo mostrado en la Figura 3.3(c), sin embargo, en el caso de las cargas no-críticas es necesario implementar un control secundario que permita controlar la desconexión de cargas y, por lo mismo, no tiene asociado un costo.

La cargas no-críticas se realiza a nivel de control secundario, por lo tanto, no tiene asociado un costo en el análisis a realizar.

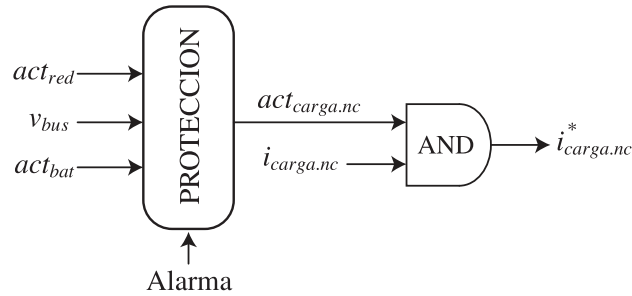


Figura 4.2: Esquema de control secundario para cargas no-críticas.

4.2. Interacción de Elementos

La operación de la micro-red DC requiere de un control que permita el balance de energía entre los elementos presentes en esta y, por ende, la regulación del bus DC. Tal como se vio en la MRDC en IM o GC sin almacenamiento es necesario el uso de los agentes reguladores. Estos son los encargados de permitir la regulación del bus dadas sus características intrínsecas y, al igual que con dicha micro-red, los agentes reguladores corresponden a: las baterías y la red principal. Por otro lado, la micro-red DC opera en muchos instantes en modo isla y, por lo mismo, debe constar de protecciones que permitan mantener la regulación del bus cuando las baterías y los PS no dispongan de la energía suficiente para abastecer a las cargas. Por consiguiente, se requiere la implementación de un control secundario que incorpore otro agente regulador. Este nuevo agente regulador son las cargas no-críticas, las cuales permitirán al sistema desconectar estas cargas cuando la energía sea insuficiente para ayudar a mantener la regulación del bus DC.

El nivel secundario ahora dispondrá de mayor cantidad de agentes que permitan la regulación del bus DC. En primera instancia, la red principal o las baterías son los encargados de permitir dicha regulación, pero en casos cuando las baterías sean incapaces de entregar esa diferencia de energía entre los PS y las cargas, la desconexión de cargas no-críticas es un agente regulador y una medida de protección.

4.2.1. Control Secundario para Cargas no-críticas

La desconexión de cargas tiene dos objetivos fundamentales a los cuales se asocia su implementación: primero, mantener a la micro-red DC dentro de los rangos de operación cuando se encuentra operando en modo isla y la generación de energía es menor a la que exigen las cargas, causando que la tensión del bus DC empiece a decaer y, segundo, generar un beneficio económico al permitir desconectar las cargas y aumentar la cantidad de energía vendida a la red principal. En este caso se utiliza solamente para mantener los rangos de operación de la MRDC y más adelante se pretende mejorar para que cumpla con ambos objetivos.

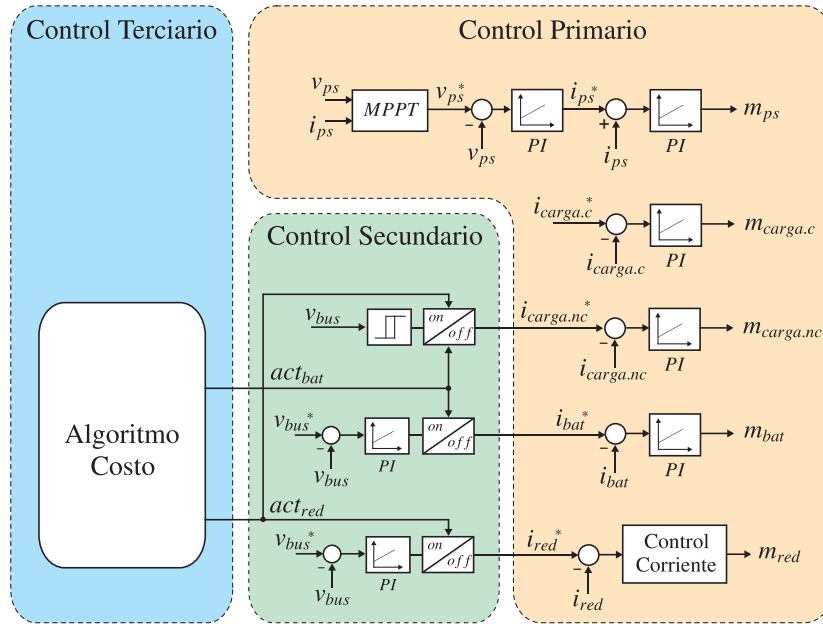


Figura 4.3: Esquema jerárquico del control primario, secundario y terciario de la micro-red DC con desconexión de cargas.

En la Figura 4.2 se muestra el esquema de control secundario implementado en las cargas no-críticas. Este control desconecta dichas cargas cuando la tensión del bus DC está por debajo del valor de referencia establecido, 730V. Una vez desconectadas, se envía una alarma que impide la conexión automática posterior a la regulación del bus DC, evitando una reiterada conexión/desconexión de las cargas. En consecuencia, el control vuelve a conectar las cargas cuando existe un cambio en el modo de operar de la micro-red DC, es decir, se cambia desde modo isla a modo conectado a red (act_{bat} y act_{red} respectivamente). Lo anterior asegura que la red principal es capaz de abastecer dichas cargas no-críticas y que su conexión no afectará la tensión del bus en el caso que la red no sea ideal, sin embargo, no necesariamente se requiere del uso de act_{red} para activar la conexión de cargas. Entonces, este control genera la señal de desconexión de las cargas no-críticas ($act_{carga.nc}$) con valores “1” o “0”, el cual se activa con la corriente necesaria para abastecer dichas cargas y generar la corriente de referencia al control primario. El código implementado en MATLAB/SCRIPT se muestra en el Apéndice B.1.

4.2.2. Control Terciario

Al agregar un nuevo agente regulador en el nivel secundario que no está sujeto a costo, implica que el control terciario utilizado es el mismo propuesto en el capítulo 3. Por lo tanto, el algoritmo no sufre variación alguna y corresponde al mostrado en

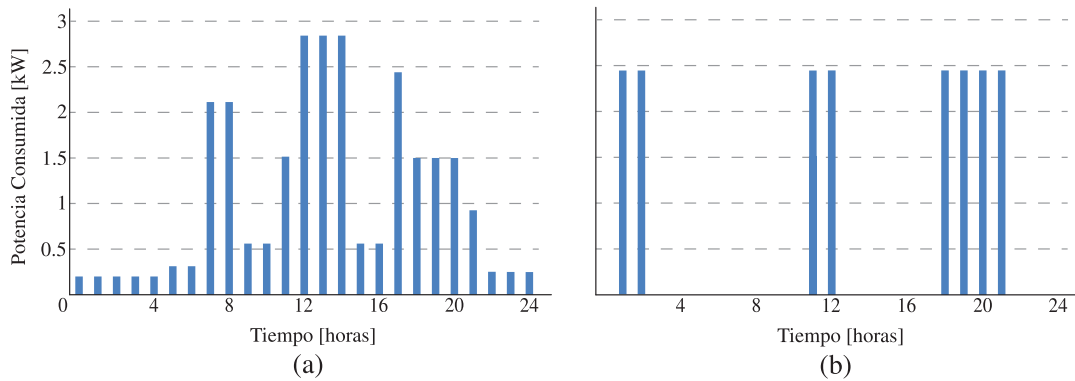


Figura 4.4: Consumo de un conjunto de casas - (a) cargas críticas y (b) cargas no-críticas.

la Figura 3.7. En resumen, el algoritmo permite generar estados de operación de la micro-red DC en función de las baterías o la red principal. Este algoritmo se basa en la corriente del bus DC pero se restringe a algunas condiciones del sistema:

1. El algoritmo no permite que la red principal y las baterías trabajen de manera simultánea.
2. El ECB está limitado entre el estado de carga inferior (ECB_i) y estado de carga superior (ECB_s). Si el ECB se encuentra en alguno de estos límites, las baterías se desconectan y la red principal se conecta de manera automática sin importar los costos.
3. El costo de las baterías se considera constante, dado que se asocia a la degradación de esta ocurrida a largo plazo.
4. La renta de vender energía a la red principal se traduce como un beneficio económico al consumidor.

4.3. Resultados de Simulación

Para validar el control de voltaje y optimización de la micro-red DC en MI con desconexión de cargas o GC sin almacenamiento en base a costos, se realiza la simulación en MATLAB/SIMULINK para el funcionamiento de un día completo. En esta simulación se implementan los modelos con sus respectivos niveles de control, como se muestra en la Figura 4.3. Los parámetros de simulación se muestran en la Tabla 3.2 y se considera:

- El perfil de consumo de las cargas críticas y no-críticas se muestra en la Figura 4.4. Las cargas no-críticas se consideran como cargas de alto consumo con $R_{carga.nc} = 50 [\Omega]$.
- La irradiación y temperatura de los paneles solares son datos reales obtenidos en el laboratorio Solar de la universidad Técnica Federico Santa María.
- El estado de carga de las baterías se define para trabajar en un rango de 50 % a 100 %.
- Las curvas de costo de comprar energía de la red principal y renta de vender energía a la red se obtienen de [19].

La Figura 4.5 muestra las formas de ondas obtenidas tras un día de operación de la micro-red DC con desconexión de cargas. A modo de comprensión de los resultados obtenidos, se divide en casos. Estos periodos describen distintos modos de operar de la micro-red DC en base a los costos y las restricciones del sistema.

- **Caso A:** Cuando las baterías están abasteciendo de energía a las cargas del sistema ($act_{bat} = 1$) y las cargas no-críticas se conectan en $t = 1[h]$, el voltaje del bus empieza a decaer hasta alcanzar los 730V, dado que las baterías no tienen la suficiente energía para abastecer el sistema. Esta insuficiencia de energía se observa en la corriente de referencia en las baterías, la cual es mayor que la máxima energía que estas pueden entregar. Por lo tanto, es posible desconectar las cargas no-críticas ($act_{c.nc} = 0$) para permitir la regulación de la tensión del bus DC. Las cargas no-críticas no se volverán a conectar una vez regulada la tensión del bus, ya que el control utilizado permitirá la reconexión de dichas cargas cuando ocurra un cambio de estado en la operación de la micro-red DC y la tensión del bus se encuentre regulada.
- **Caso B:** En este caso la micro-red DC está operando en modo conexión a red ($act_{bat} = 0$), es decir, las cargas críticas y no-críticas del sistema se abastecen de energía a través de la red principal. En $t = 11[h]$, las cargas no-críticas consumen una gran cantidad de energía que la red puede abastecer, dado que se considera que esta no tiene límite en la cantidad de energía que puede generar. Por lo tanto, la tensión del bus sigue estando en el valor de regulación de referencia y las cargas no-críticas no son desconectadas. La conexión de las cargas no-críticas es posible debido a que anteriormente en $t \approx 5[h]$ ocurrió un cambio de estado en la operación de las baterías pasando de conectadas “1” a desconectadas “0” y la tensión del bus DC se encontraba regulada, provocando que la señal de alarma se apague y permita la reconexión de las cargas no-críticas.

- **Caso C:** Nuevamente las baterías están operando ($act_{bat} = 1$) y se lleva a cabo la conexión de cargas no-críticas de alto consumo en $t = 18[h]$, la tensión del bus DC empieza a decaer hasta alcanzar los 730V que causa la activación de la protección y la desconexión de las cargas no-críticas de forma inmediata. Esta situación es similar a la ocurrida en el Caso A.
- **Caso D:** En $t \approx 19[h]$ ocurre un cambio de estado en la operación de las baterías ($act_{bat} = 0$) y la tensión del bus se encuentra regulada, por lo tanto, el control permite la reconexión de las cargas no-críticas que previamente fueron desconectadas.

En cuanto al nivel de control terciario, su funcionamiento es idéntico al visto en el capítulo 3. En donde se detalló el funcionamiento del algoritmo. Por otro lado, la mejora de esta micro-red DC se enfoca en el nivel de control secundario, por lo que no existe modificación alguna del nivel terciario. En la Figura 4.5 se muestra cómo la tensión del bus DC (v_{bus}) se regula al valor de referencia requerido, 750V. La protección cumple con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema cuando se está operando en modo isla, esta permite evitar las fallas del sistema producto de la insuficiencia de energía existente.

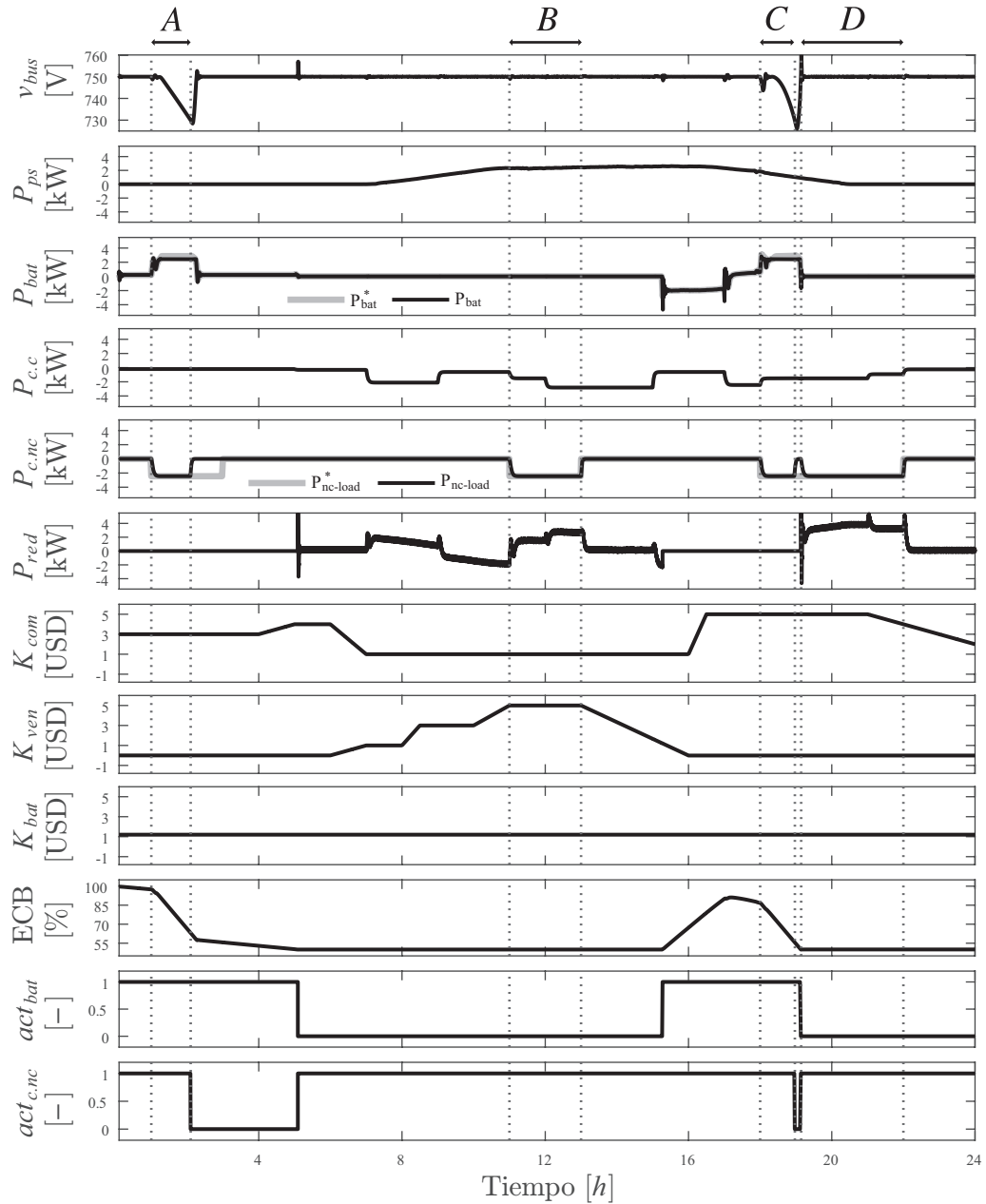


Figura 4.5: Operación de la micro-red DC en modo isla con desconexión de cargas o conectado a red sin almacenamiento - Tensión Bus DC (v_{bus}), Potencia PS (P_{ps}), Potencia Baterías (P_{bat}), Potencia Cargas Críticas ($P_{c.c}$), Potencia Cargas No-críticas ($P_{c.nc}$), Potencia red principal (P_{red}), Costo de comprar energía de la red (K_{com}), Renta de vender energía a la red (K_{ven}), Costo de cargar/descargar las baterías (K_{bat}), Estado de carga de las baterías (ECB), Estado operación de las baterías (act_{bat}) y Estado conexión cargas no-críticas ($act_{c.nc}$) - respectivamente.

OPERACIÓN GENERALIZADA DE LA MICRO-RED DC

Las micro-redes utilizan mayoritariamente la generación distribuida como fuente de energía dados los beneficios que esta conlleva, sin embargo, las condiciones de operación traen consigo desafíos en la variabilidad de las fuentes, calidad de suministro eléctrico y estabilidad de la red. Por otro lado, la micro-red puede realizar transiciones entre modo isla y conectado a red, pero a medida que se realicen más transiciones, la calidad de la energía y la estabilidad de la red se pueden ver afectadas. Por lo mismo, la micro-red debe ser un soporte al sistema principal y no debe afectar el funcionamiento de la red principal o generar perturbaciones en este.

En este capítulo se realiza la simulación de la operación generalizada de la micro-red DC, mostrando su comportamiento para un día de operación. Además, de las modificaciones necesarias para facilitar su integración a la aplicación real.

5.1. Características de la Micro-red DC con Tres Estados de Operación

El esquema de la micro-red DC utilizado en este capítulo se muestra en la Figura 5.1, siendo similar al visto en el capítulo anterior con la diferencia que ahora aumentan los elementos que tienen asociado algún costo. De igual forma, las cargas se dividen en dos tipos: críticas y no-críticas. Las primeras corresponden a las cargas esenciales de una casa y deben ser abastecidas en todo instante de tiempo y, las segundas, a las cargas que se pueden desconectar para permitir optimizar el proceso.

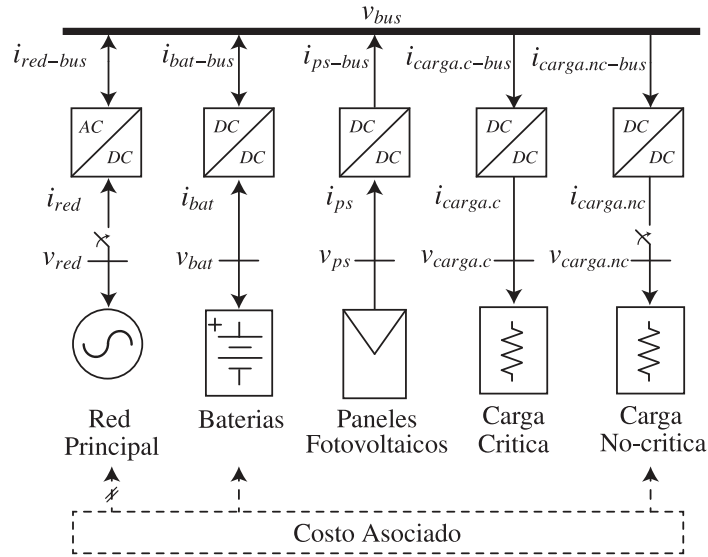


Figura 5.1: Micro-red DC con cuatro asignaciones de costo.

Los modelos utilizados son los mismos vistos en los capítulos 3 y 4, sin embargo, a diferencia de la micro-red DC en modo isla con desconexión de cargas o conectado a red sin almacenamiento la función que cumplen las cargas no-críticas es distinta. Anteriormente las cargas no-críticas se utilizaron para mantener los rangos de operación en modo isla, pero ahora se asocian a la optimización del proceso y, por ende, tienen asignado un costo que refleja su impacto en el consumo de energía.

5.2. Operación de MRDC y Criterios del Manejo Energía

La operación generalizada de la micro-red DC permite generar todas las combinaciones posibles de operación en relación al costo de comprar energía de la red, renta de vender energía a la red, costo de cargar/descargar las baterías en relación al efecto de degradación y costo de impacto de las cargas no-críticas. La micro-red DC podrá determinar distintos criterios en el manejo de la energía y elegir, a través del algoritmo, la mejor decisión en relación a costos.

Los criterios en el manejo de energía se relacionan a las distintas condiciones existente en el sistema (internos y/o externos) y las posibles decisiones que puede tomar el algoritmo en base a estas para generar una óptima operación de la micro-red DC. Por ejemplo, si la generación de energía es mayor que la consumida por las cargas, se debe tomar una de las posibles decisiones: vender el exceso de energía, cargar las baterías o desconectar las cargas no-críticas permitiendo vender mayor cantidad de energía a la red principal. La toma de decisión requiere de los costos y/o renta asociados en cada elemento y, así, generar la operación de la micro-red.

5.3. Interacción de Elementos

Tal como se mencionó en capítulos anteriores, la micro-red DC requiere de control para permitir el balance de energía y la regulación del bus DC a través de los agentes reguladores. Estos son los encargados de permitir la regulación del bus dadas sus características intrínsecas o su facilidad de control, por lo tanto, los agentes corresponden a: red principal, baterías y cargas no-críticas. El primer y segundo agente permiten extraer/entregar energía ante el exceso/déficit de esta en la micro-red, en cambio, el tercer agente se utiliza como optimizador del proceso en función de los costos, ya que se pueden desconectar sin complejizar el control asociado.

La micro-red DC a implementar dispondrá de la capacidad de operar la red principal y las baterías en un mismo instante y permitir generar mayores posibilidades de operación para poder asimilar el proceso a uno esperado en las aplicaciones reales. Esta condición de operación permitirá generar estados tales como: cargar las baterías a través de la red principal, evitar la descarga excesiva de las baterías, mejorar el manejo de energía entre baterías y red principal, por mencionar algunos.

El nivel secundario dispondrá, al igual que la micro-red DC en IM con desconexión de cargas o GC sin almacenamiento, de los tres agentes reguladores mencionados anteriormente, los que reciben la señal de control por parte del nivel terciario y el algoritmo implementado.

5.3.1. Control Secundario

El uso de la red principal y las baterías son fundamentales para poder regular la tensión del bus DC, dada su capacidad de entregar o extraer energía de este, pero en el caso de las cargas no-críticas, es necesario profundizar en la función a cumplir por parte de estas en el sistema. En primera instancia, y como se vio en el capítulo anterior, su utilización fue para mantener los rangos de operación, pero a medida que se realizó este trabajo fue posible observar que al no estar conectadas al bus DC la energía que se inyecta a la red principal puede aumentar, generando un beneficio económico mayor. Es lógico evitar que dichas cargas se conecten y desconecten de forma seguida, ya que si se asemeja a una situación cotidiana puede provocar una falla en las cargas o directamente afectar a la micro-red. Por lo tanto, la desconexión de las cargas no-críticas como optimizador se lleva a cabo solamente cuando se realiza venta de energía a la red principal y existe una diferencia de costo favorable al consumidor.

5.3.2. Control Terciario Propuesto

Como se mencionó previamente, el nivel de control primario se asocia al control de cada elemento con su respectivo convertidor, y el nivel de control secundario a la regulación del bus a través de la interacción de los elementos. Por otro lado, este

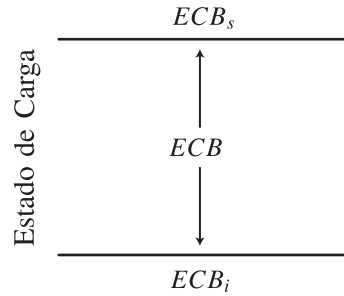


Figura 5.2: Rango ECB de operación de las baterías.

nivel de control es donde se realiza la optimización del proceso en base al objetivo seleccionado: costos. El nivel de control terciario es una capa superior y, por lo mismo, es el encargado de enviar las señales de operación a los elementos reguladores en base al costo de comprar energía de la red principal, renta de vender energía a la red principal, costo de cargar/descargar las baterías en relación al efecto de degradación y costo de impacto de las cargas no-críticas. Para realizar el envío de señales, se implementa un algoritmo que agrupa los datos de costo y mediciones internas de los elementos y, así, genera las señales lógicas hacia los tres agentes reguladores.

Dentro de las variables a utilizar en el algoritmo se encuentran: costo de comprar energía de la red principal, vender energía a la red principal, costo de cargar/descargar las baterías en relación al efecto de degradación, costo de impacto de las cargas no-críticas, estado de carga de las baterías, potencia generada por los paneles solares, potencia consumida por las cargas y corriente del bus DC. Con estas variables el algoritmo genera las distintas combinaciones de operación de esta micro-red DC. La abreviatura de cada una de las variables es:

- K_{com} : Costo de comprar energía de la red principal.
- K_{ven} : Renta de vender energía hacia la red principal.
- K_{bat} : Costo de cargar/descargar las baterías ante el efecto de degradación.
- ECB : Estado de carga de las baterías.
- P_{pv} : Potencia generada por los paneles solares.
- P_{carga} : Potencia consumida por las cargas.
- i_{bus} : Corriente en el bus DC.

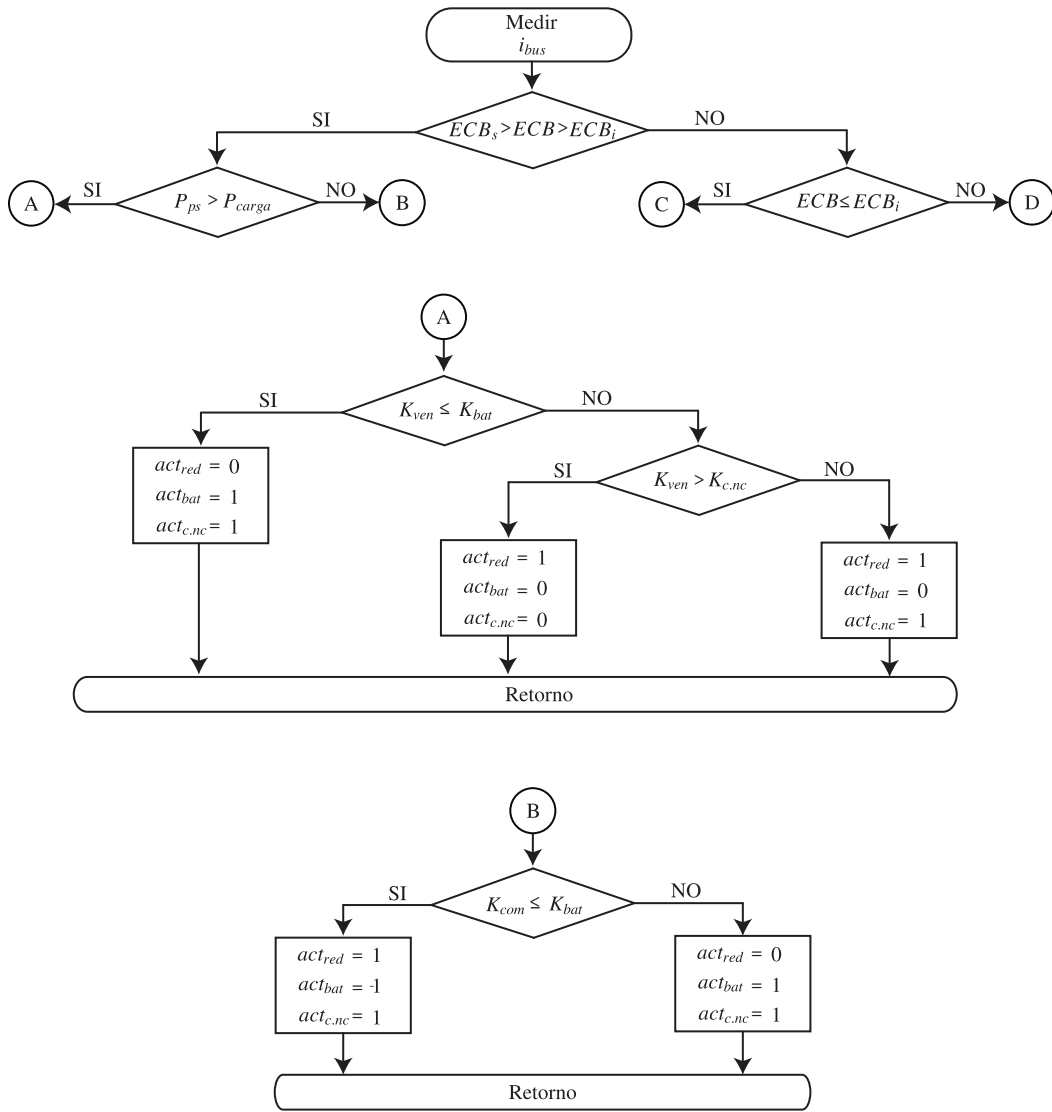


Figura 5.3: Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos, parte 1.

En la Figura 5.2 se observa el rango de operación de la batería en cuanto al estado de carga de esta. Este rango se encuentra limitado por ECB_s en la parte superior y ECB_i en la parte inferior.

En la Figura 5.3 y 5.4 se muestran el diagrama de flujo del algoritmo propuesto y en el Apéndice B.2 el código implementado en MATLAB/SCRIPT. Este algoritmo genera los estados de operación de la red principal (act_{red}), las baterías (act_{bat}) y cargas no-críticas ($act_{c.nc}$). En el caso de la red principal y las cargas no-críticas

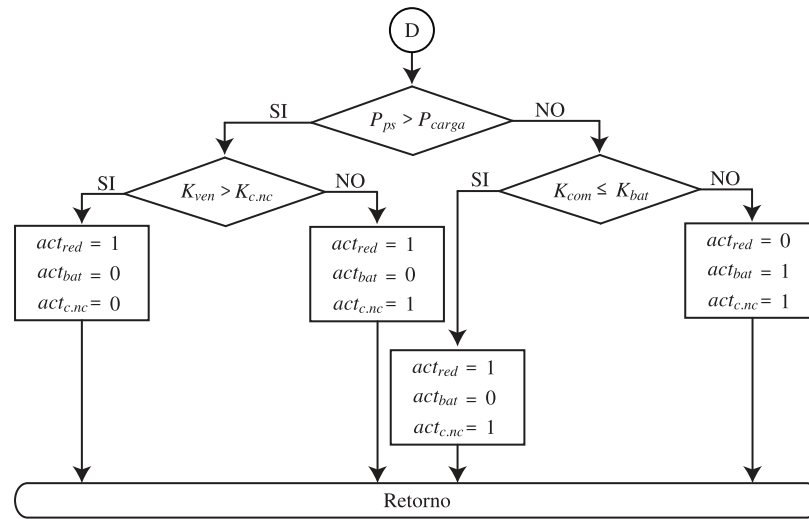
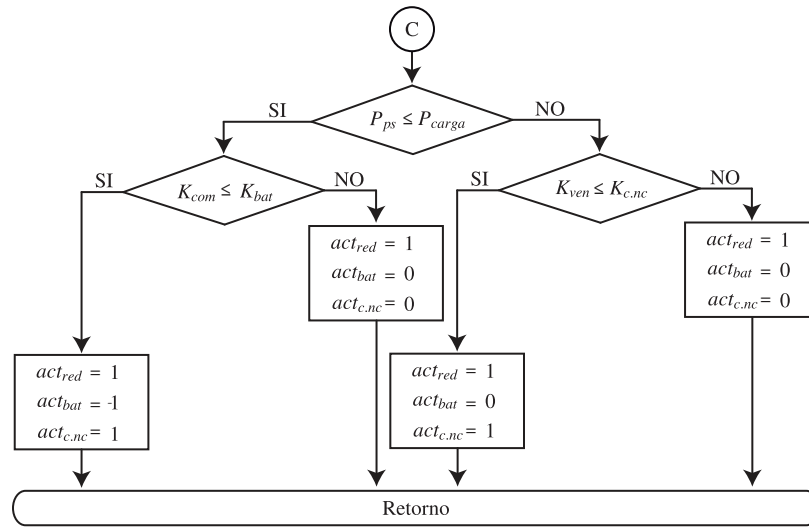


Figura 5.4: Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos, parte 2.

los posibles estados son: “1” si está activado y “0”, en cambio, en las baterías encontramos los estados “1” activado, “0” desactivado y “-1” que actúa como carga y extrae energía del bus. Este último estado (“-1”) permite la operación de la red principal y las baterías en un mismo instante, recordar que en los capítulos pasados solo operaban las baterías o la red principal, pero nunca ambos.

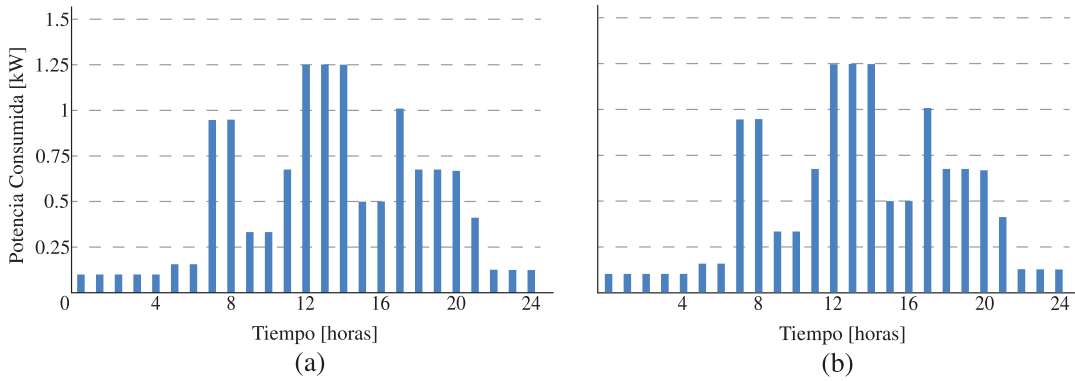


Figura 5.5: Consumo de un conjunto de casas - (a) cargas críticas y (b) cargas no-críticas.

El algoritmo se define en base a la corriente del bus DC, que observado en la Figura 5.1 corresponde a la corriente que circula en la barra principal donde se conectan los elementos de la micro-red DC y se rige por la ecuación:

$$i_{bus} = i_{red-bus} + i_{bat-bus} + i_{ps-bus} + i_{carga.c-bus} + i_{carga.nc-bus} \quad (5.1)$$

Existen algunas restricciones para la implementación del algoritmo:

1. El ECB está limitado entre estado de carga inferior (ECB_i) y estado de carga superior (ECB_s). Si ECB es igual a uno de estos límites, las baterías se desconectan y la red principal se conecta de forma automática.
2. El costo de las baterías es constante, ya que se asocia a la degradación y su efecto se ve reflejado a largo plazo.
3. El costo de las cargas no-críticas refleja el impacto que tienen estas cargas en el sistema cuando están operando.
4. La renta de vender energía a la red principal se refleja en una ganancia al consumidor.
5. Si se conecta la red de manera automática y los costos de esta no son favorables, se desconectan las cargas no-críticas para no provocar un costo elevado de consumo.
6. La venta de energía se llevará a cabo cuando la renta sea mayor que el costo de cargar las baterías. Lo anterior se debe a que se genera un beneficio que está por sobre el costo asociado a la degradación de las baterías en dicho periodo, por lo tanto, permite recuperar parte de la inversión en la implementación del sistema.

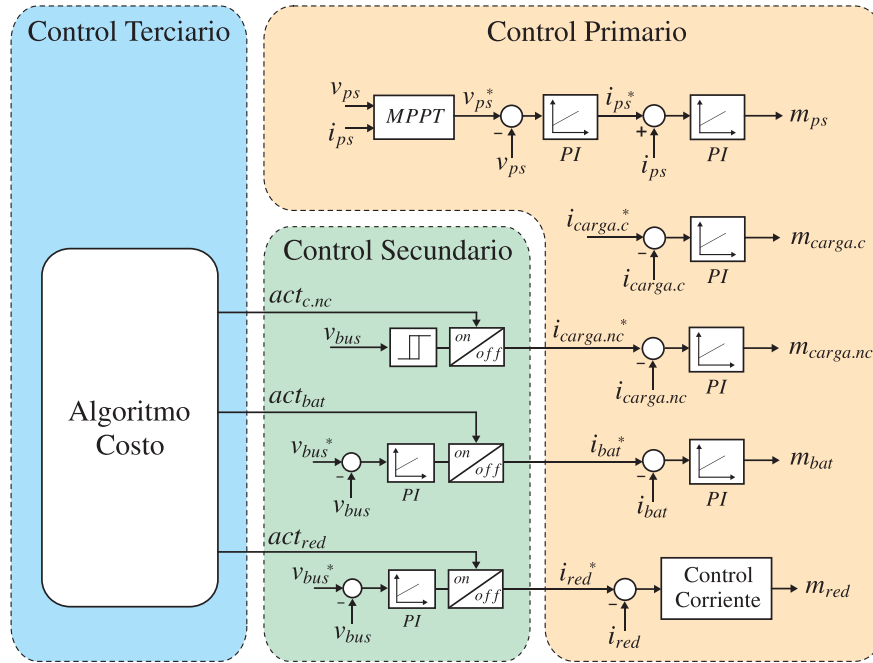


Figura 5.6: Esquema jerárquico de control para la micro-red DC de operación generalizada.

5.4. Resultados de Simulación

Para validar el control de voltaje y optimización de la operación generalizada de la micro-red DC en base a costos, se realiza la simulación en MATLAB/SIMULINK para el funcionamiento de un día completo. Esta simulación fue una primera aproximación a lo deseado y permitió encontrar errores en transiciones o perturbaciones en la señal para su posterior mejora. En la simulación se implementan el esquema de control jerárquico mostrado en la Figura 5.6. Los parámetros de simulación se muestran en la Tabla 3.2 y se considera:

- El perfil de consumo de las cargas críticas y no-críticas se muestra en la Figura 5.5, considerando que $R_{carga.c} = R_{carga.nc} = 50 [\Omega]$ y que consumen la misma cantidad de potencia por intervalo de tiempo.
- La irradiación y temperatura de los paneles solares son datos reales obtenidos del laboratorio Solar de la universidad Técnica Federico Santa María.
- Las curvas de costo de comprar energía de la red principal y renta de vender energía a la red principal se obtienen de [19].

La Figura 5.7 y 5.8 muestran las formas de ondas obtenidas tras un día de operación generalizada de la micro-red DC. Para una mejor comprensión de los resultados obtenidos, se prefiere dividir en periodos de tiempos. Estos describen distintos modos de operar de la micro-red DC en base a los costos asociados y a las restricciones del sistema.

- **Periodo de 0 a 7 horas:** Durante este periodo, el costo de utilizar la red principal para comprar energía (K_{com}) es mayor que el costo de cargar/descargar las baterías (K_{bat}). La generación de energía por parte de los paneles solares (P_{ps}) es nula en todo este periodo. Por lo mismo, el algoritmo genera la operación de las baterías como agente regulador, $ref_{bat_K} = 1$, y la red principal se encuentra desconectada, $ref_{red_K} = 0$. Además, al no existir exceso de energía que se pueda vender a la red, las cargas no-críticas se encuentran conectadas ($ref_{c.nc_K} = 1$). Entonces,

$$K_{bat} < K_{com} \quad (5.2)$$

$$P_{bat} = P_{carga.c} + P_{carga.nc} \quad (5.3)$$

- **Periodo de 7 a 9 horas:** En este periodo existe una generación de energía por parte de los PS (P_{ps}). Además, al comparar los costos de las baterías con la red principal, este último es de menor valor, por lo que se conecta la red principal, $ref_{red_K} = 1$. Debido a que el costo de comprar energía de la red es favorable, se prefiere cargar las baterías de energía mientras esta condición exista ($ref_{bat_K} = -1$), alcanzando un estado de carga ECB superior al 90%. En cuanto a la carga no-crítica, se mantiene en el mismo estado puesto que no existe venta de energía a la red principal. Entonces,

$$K_{com} < K_{bat} \quad (5.4)$$

$$P_{red} = P_{carga.c} + P_{carga.nc} + P_{bat} \quad (5.5)$$

- **Periodo de 9 a 10 horas:** El incremento de la generación de energía por parte de los paneles ha permitido tener un exceso de energía en el bus DC, por lo que se comparan la renta de vender energía a la red principal (K_{ven}) o el costo de cargar las baterías (K_{bat}). Recordar que la renta de vender a la red es un beneficio al consumidor producto de la entrega de energía a esta. Al comparar dichos valores se ve favorecido el hecho de vender energía a la red principal, por lo que esta se mantiene conectada ($ref_{red_K} = 1$) y las baterías se desconectan, $ref_{bat_K} = 0$. Si bien existe un beneficio al vender energía a la red principal, queda por comparar si se lleva a cabo la desconexión de las cargas no-críticas, pero dado el costo $K_{c.nc}$ y la renta K_{ven} , no es favorable aumentar la ganancia por lo que estas se mantienen conectadas ($ref_{c.nc_K} = 1$). Entonces,

$$K_{bat} < K_{ven} < K_{c.nc} \quad (5.6)$$

$$P_{red} = P_{carga.c} + P_{carga.nc} \quad (5.7)$$

- **Periodo de 10 a 14 horas:** Este periodo de tiempo es similar al visto anteriormente, con la diferencia que el costo de impacto de las cargas no-críticas ($K_{c.nc}$) es menor que la renta de vender energía a la red principal (K_{ven}). Por lo tanto, el algoritmo desconecta las cargas no-críticas, $ref_{c.nc_K} = 0$, para permitir aumentar la venta de energía y con ello el beneficio al consumidor. Entonces,

$$K_{bat} < K_{ven} \quad (5.8)$$

$$K_{c.nc} < K_{ven} \quad (5.9)$$

$$P_{red} = P_{carga.c} \quad (5.10)$$

- **Periodo de 14 a 15 horas:** El consumo de las cargas aumenta provocando que el exceso de energía que se tenía desaparezca, y con ello sea necesario el uso de un agente regulador para entregar la energía faltante al bus DC. Por lo tanto, se comparan los costos de comprar energía de la red principal (K_{com}) y cargar/descargar las baterías (K_{bat}), siendo favorable el uso de la red principal ($ref_{red_K} = 1$). De igual forma al comprar energía de la red se cargan las baterías hasta alcanzar el 95 % del estado de carga de esta. Además, al no existir exceso de energía que se pueda vender a red, las cargas no-críticas se encuentran conectadas ($ref_{c.nc_K} = 1$). Entonces,

$$K_{com} < K_{bat} \quad (5.11)$$

$$P_{red} = P_{carga.c} + P_{carga.nc} + P_{bat} \quad (5.12)$$

- **Periodo de 15 a 15.5 horas:** Nuevamente existe un exceso de energía en el sistema, por lo que al comparar la renta de vender energía a la red principal y el costo de cargar/descargar las baterías, este último es mayor. Por lo tanto, se cargan las baterías ($ref_{bat_K} = 1$) hasta alcanzar su máximo de carga (ECB_s). Si bien existe exceso de energía, esta no se vende a la red y, por ende, las cargas no-críticas se mantienen conectadas ($ref_{c.nc_K} = 1$). Entonces,

$$K_{ven} < K_{bat} \quad (5.13)$$

$$P_{bat} = P_{carga.c} + P_{carga.nc} \quad (5.14)$$

- **Periodo de 15.5 a 17 horas:** En este periodo de tiempo se lleva a cabo una restricción del sistema. Lo anterior se debe a que existe un exceso de energía ,pero al comparar la renta K_{ven} y el costo K_{bat} , el caso ideal sería cargar las baterías dado que el costo es mayor, sin embargo, como se encuentran en su máximo estado de carga ($ECB = 100\%$) no se puede realizar. Por lo tanto, se vende la energía a la red principal aún cuando los costos no son favorables

($ref_{red_K} = 1$). Como la renta de vender es menor al costo de las cargas no-críticas, estas se mantienen conectadas, $ref_{c.nc_K} = 1$. Entonces,

$$K_{ven} < K_{bat}, \quad ECB = 100\% \quad (5.15)$$

$$P_{red} = P_{carga.c} + P_{carga.nc} \quad (5.16)$$

- **Periodo de 17 a 21 horas:** Este caso es similar al visto en el periodo de 0 a 7 horas donde se utilizan las baterías debido a que su costo es menor que el de la red principal, $ref_{bat_K} = 1$. Las baterías alcanzan entonces un estado de carga de 75% que corresponde al límite inferior establecido por restricción. Además, al no existir exceso de energía las cargas no-críticas se encuentran conectadas ($ref_{c.nc_K} = 1$). Entonces,

$$K_{bat} < K_{com} \quad (5.17)$$

$$P_{bat} = P_{carga.c} + P_{carga.nc} \quad (5.18)$$

- **Periodo de 21 a 23 horas:** Dado que las baterías se encuentran en el límite inferior del estado de carga (ECB_i) y por costo es favorable el uso de las baterías, estas no pueden seguir entregando energía al sistema. Por lo tanto, sin importar los costos debe operar la red principal para mantener el bus regulado ($ref_{red_K} = 1$). Para las cargas no-críticas se aplica la restricción del sistema, dichas cargas se desconectan ($ref_{c.nc_K} = 1$) cuando se opera con la red principal por restricción y se evita aumentar el costo asociado a la compra de energía en instantes donde este es elevado. Entonces,

$$K_{bat} < K_{com}, \quad ECB = 75\% \quad (5.19)$$

$$P_{red} = P_{carga.c} \quad (5.20)$$

- **Periodo de 23 a 24 horas:** Este caso es similar al visto en el periodo de 14 a 15 horas donde el costo de comprar energía de la red principal es favorable y, por ende, se aprovecha dicho costo para permitir la carga de las baterías ($ref_{red_K} = 1$). Además, al no existir exceso de energía que se pueda vender a red, las cargas no-críticas se encuentran conectadas ($ref_{c.nc_K} = 1$). Entonces,

$$K_{com} < K_{bat} \quad (5.21)$$

$$P_{red} = P_{carga.c} + P_{carga.nc} + P_{bat} \quad (5.22)$$

En la Figura 5.7 se puede apreciar cómo la tensión del bus (v_{bus}) se mantiene en el valor de referencia requerido, 750V. Además, se presenta la potencia consumida o entregada por cada elemento y el costo/renta asociado para realizar el algoritmo. Por otro lado, en la Figura 5.8 se observan los estados de referencia para las baterías, red principal y cargas no-críticas generados por el algoritmo. En el caso de las baterías, la referencia incorporada (“-1”) permite cargarlas cuando se está utilizando la red principal y su costo no supera al de las baterías. En el caso de la red principal, esta se conecta y desconecta de acuerdo a las comparaciones de costo y, por último, las cargas no-críticas se desconectan cuando se está vendiendo energía a la red principal y la renta de vender es mayor que el costo de impacto de dichas cargas o por restricción.

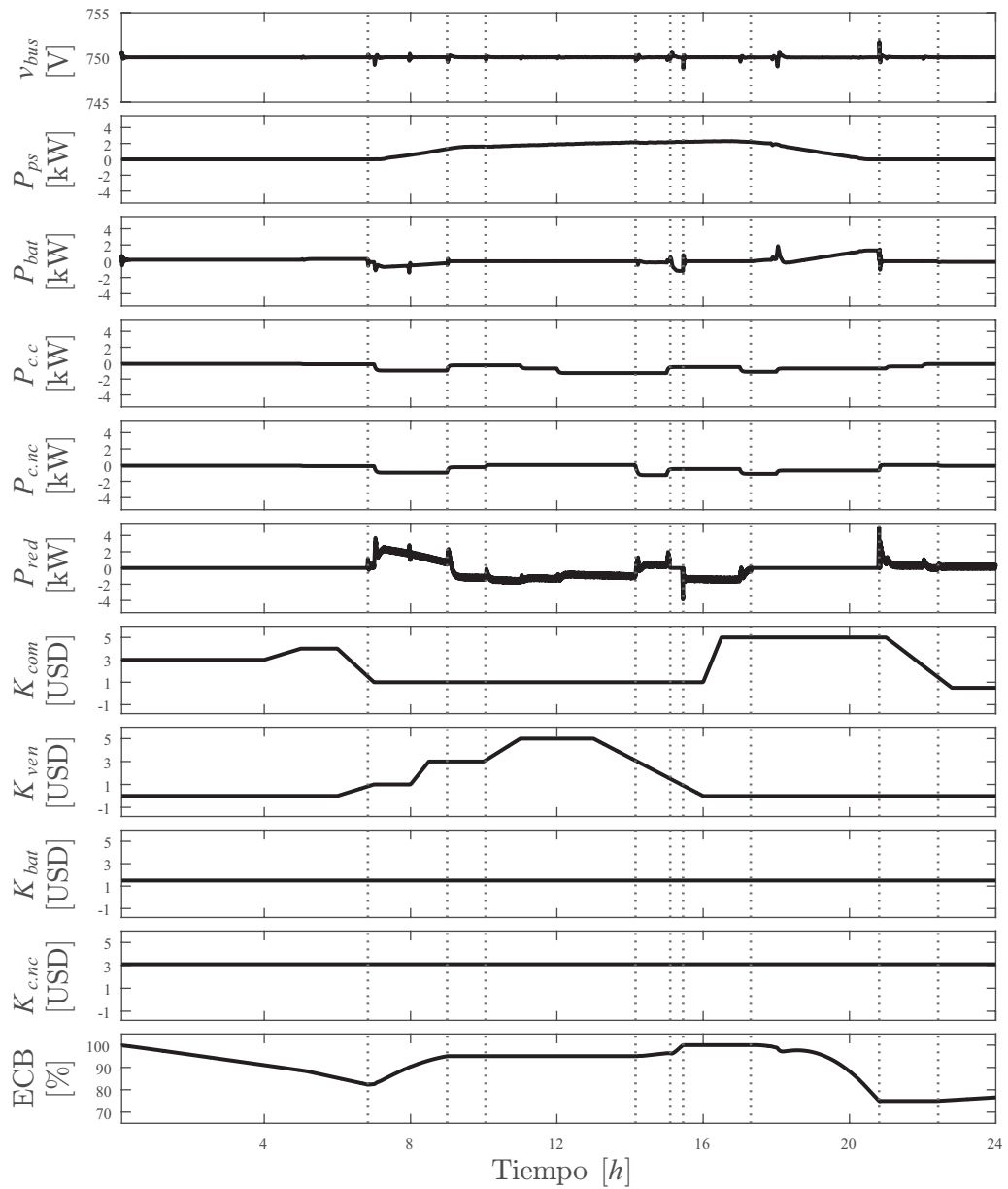


Figura 5.7: Operación generalizada de la micro-red DC - Tensión Bus DC (v_{bus}), Potencia PS (P_{ps}), Potencia Baterías (P_{bat}), Potencia Cargas Críticas ($P_{c.c}$), Potencia Cargas No-críticas ($P_{c.nc}$), Potencia red principal (P_{red}), Costo de comprar energía de la red (K_{com}), Renta de vender energía a la red (K_{ven}), Costo de cargar/descargar las baterías (K_{bat}), Costo de impacto de las cargas no-críticas y Estado de carga de las baterías (ECB), Estado operación de las baterías (act_{bat}) - respectivamente.

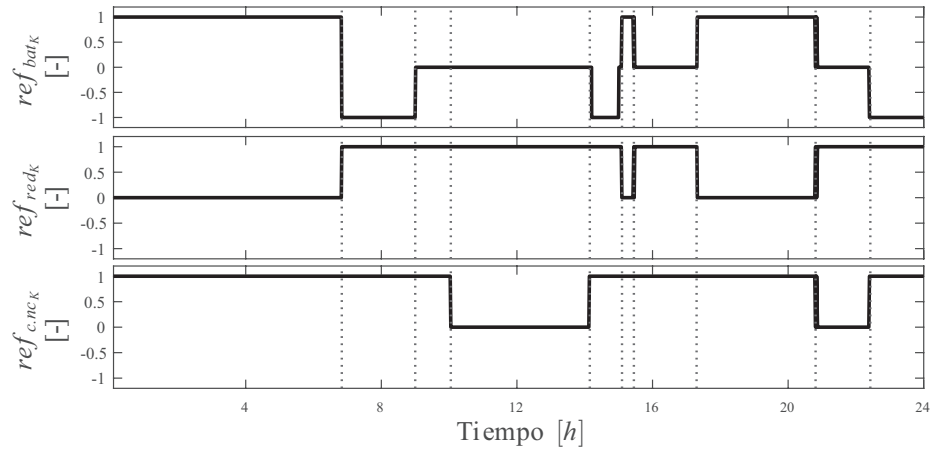


Figura 5.8: Estados de Operación de la micro-red DC generalizada basado en costos - Baterías (ref_{bat_K}), Red principal (ref_{red_K}) y Cargas no-críticas ($ref_{c.nc_K}$) - respectivamente.

5.5. Problema con *Peaks* de potencia en la simulación

Uno de los problemas observados en los resultados mostrados en la Figura 5.7 y 5.8, corresponde a los *peaks* de potencia producidos en la red principal al cambiar el modo de operación de la micro-red DC, es decir, cuando se está operando en modo isla y ocurre una transición a modo conectado a red. Lo anterior se debe a que la batería se encuentra entregando o absorbiendo una cierta cantidad de potencia y, al momento del cambio de operación, la red principal debe alcanzar en un corto instante de tiempo dicho valor para mantener la regulación del bus DC, generando *peaks* que conllevan una oscilación en la generación de estados. Lo anterior puede llegar a dañar el sistema y los elementos que esta contiene en caso de que ocurra un *peak* muy elevado. Por lo tanto, se realizan mejoras a la micro-red DC implementada.

5.6. Utilización de bandas en ECB para reducir los *Peaks* de potencia

Para reducir los *peaks* de potencia producidos en la red principal, se prefiere la división de tres zonas en el estado de carga de las baterías (ECB). Tal como se muestra en la Figura 5.9, donde se agregan dos bandas de operación ΔECB_s y ΔECB_i a la existente anteriormente. En la práctica estas bandas se adicionan para que se lleve a cabo la operación de las baterías y la red principal de igual forma y, así, evitar *peaks* elevados en la red principal cuando las baterías alcancen sus límites superior o inferior y se realice el cambio en el modo de operar de la micro-red DC. Por lo tanto, en todo este intervalo (ΔECB_s y ΔECB_i) la red principal y las baterías operan en conjunto, repartiéndose la demanda de energía del sistema.

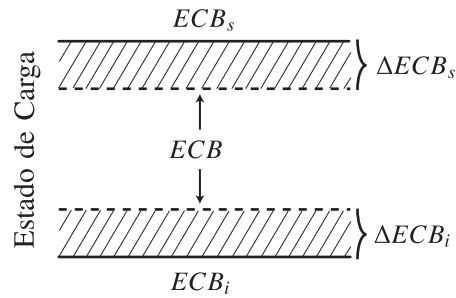


Figura 5.9: Rango ECB con tres zonas de operación de las baterías.

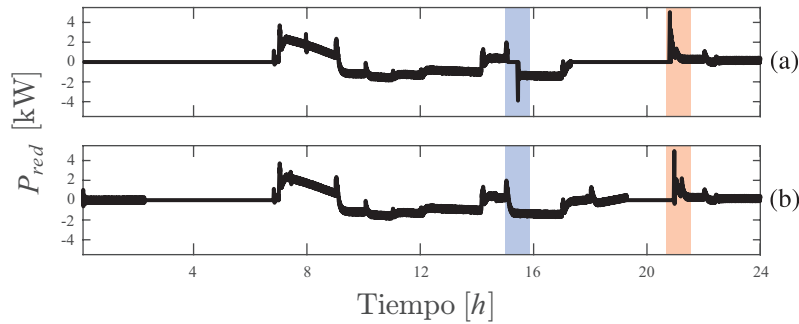


Figura 5.10: Comparación forma de onda red principal - (a) Original y (b) Implementación de bandas en ECB.

La implementación requiere modificar el algoritmo para incluir las condición propuesta y generar los estados de operación de los elementos. El código implementado en MATLAB/SCRIPT se muestra en el Apéndice B.3.

Análisis implementación bandas en ECB

Implementadas las bandas en el ECB para el problema de los *peaks* en la red principal, se observa en la Figura 5.10 la forma de onda de la red principal con y sin bandas en el ECB, donde se destacan dos áreas: la azul, donde se logra eliminar el *peak* producido y, la roja, donde se mantiene dicho *peak* sin ser eliminado. Lo anterior se debe a que efectivamente en ΔECB_s y ΔECB_i operan las baterías y la red principal, pero existen dos situaciones que conllevan a los siguientes errores:

1. No se tiene control de cuando es necesario utilizar efectivamente las baterías y la red principal en un mismo instante, por ejemplo: en el periodo de 0 a 3 horas la red principal se activa, pero la demanda de energía no es alta.
2. La activación de un agente regulador es ON/OFF lo cual sigue provocando un cambio brusco en la referencia del agente.

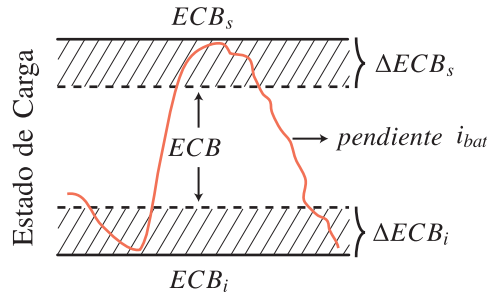


Figura 5.11: Rango ECB con tres zonas de operación de las baterías junto a detección de pendiente de i_{bat} .

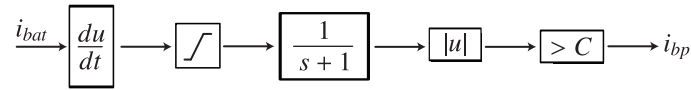


Figura 5.12: Diagrama detección de pendiente de corriente baterías.

Aún cuando esta solución no mejora los *peaks* en todo instante de tiempo, se observa que de igual manera se logra una mejora en la forma de onda, pero tal como se mencionó al inicio del capítulo, es importante que la micro-red DC no distorsione la forma de onda de la red principal. Por lo tanto, se prefiere optar por una segunda solución al problema.

5.7. Implementación de limitación en la dinámica de la corriente

Tal como se mencionó en la implementación anterior, uno de los problemas es que no se tiene control sobre cuándo es necesario que operen las baterías y la red principal. Entonces, para permitir tener un control de dicho proceso se prefiere adicionar la detección de pendiente en la corriente de las baterías (i_{bat}), tal como se muestra en la Figura 5.11. Esta adición permitirá utilizar la conexión simultánea de los agentes solo cuando se le pida una cantidad muy alta de energía a las baterías, sin embargo, aún falta solucionar el hecho de que la activación es muy brusca para la red principal. Por lo tanto, como segunda mejora se implementa una activación vía rampa, permitiendo un “encendido suave” de la red principal hasta alcanzar el valor requerido de energía.

5.7.1. Detección de pendiente corriente baterías

La Figura 5.12 muestra el diagrama utilizado para la detección de pendiente. Este consiste en un diferenciador para obtener la pendiente de la corriente de las baterías, seguido de un saturador para eliminar la transición inicial de la simulación que puede causar alteración en el control, posterior un filtro que permite eliminar ruido que pueda afectar a la medición, luego un valor absoluto para simplificar el hecho de que

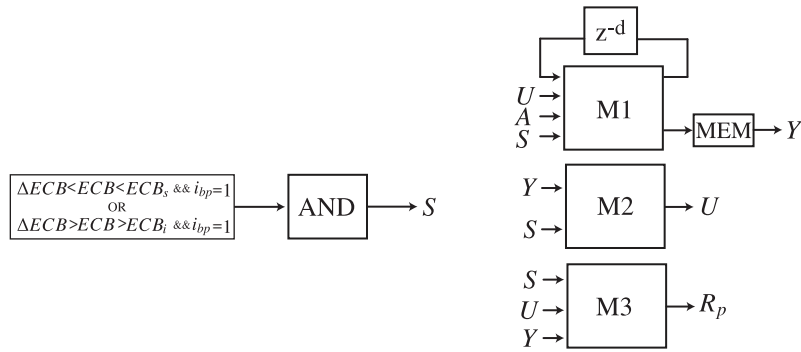


Figura 5.13: Diagrama de activación por rampa de la red principal.

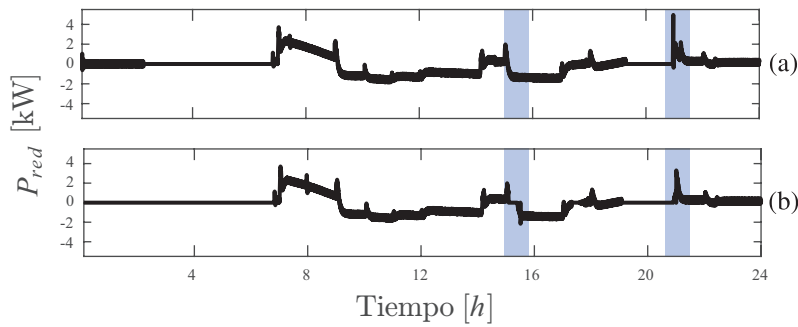


Figura 5.14: Comparación Forma de Onda Red Principal - (a) Impl. bandas en ECB y (b) Impl. limitación de corriente.

las baterías pueden entregar o extraer energía y, por último, la comparación con un valor pre-definido para determinar si efectivamente la pendiente es alta o no.

5.7.2. Activación por rampa

En la Figura 5.13 se muestra el diagrama de activación por rampa de la red principal. Este control se implementa para evitar que al momento de ocurrir la activación de la red no se genere un cambio brusco de potencia en él, dado que tiene que pasar de cero a cierto valor requerido para mantener la regulación del bus. El control se divide en dos partes: en la primera, el control debe conocer el estado de carga de las baterías (ECB) para determinar si se encuentra en alguna de las bandas y si en dicho tramo la pendiente de corriente es muy alta. Y en la segunda, se genera una rampa de activación cuando se han detectado las dos condiciones mencionadas previamente para luego reiniciarse. El código implementado en MATLAB/SCRIPT de $M1$, $M2$, $M3$ se encuentra en el Apéndice B.4.

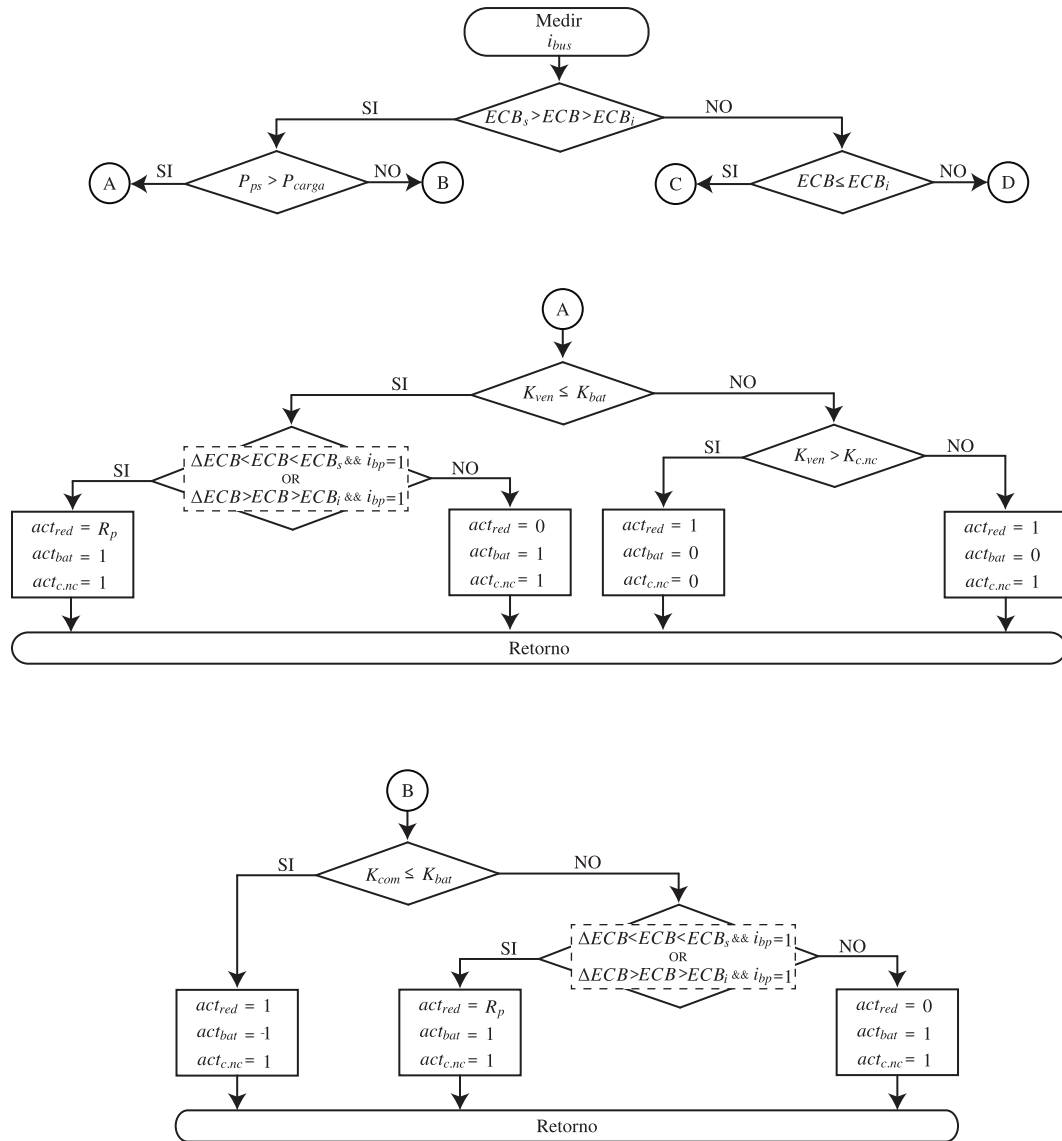


Figura 5.15: Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos e implementación limitación de corriente, parte 1.

5.7.3. Análisis implementación limitación en la dinámica de la corriente

Implementada la limitación de corriente de las baterías para el problema de los *peaks* generados a la forma de onda de la red principal, se observa en la Figura 5.14 que se logra mejorar el problema de *peaks* existente aún en la anterior implementación. En la Figura 5.14, al igual que en la Figura 5.10, se destacan las mismas áreas donde inicialmente se encontró el problema, mostrando que efectivamente se

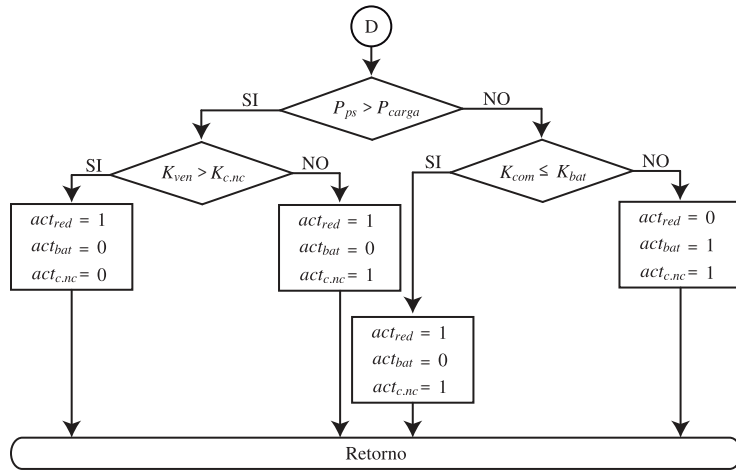
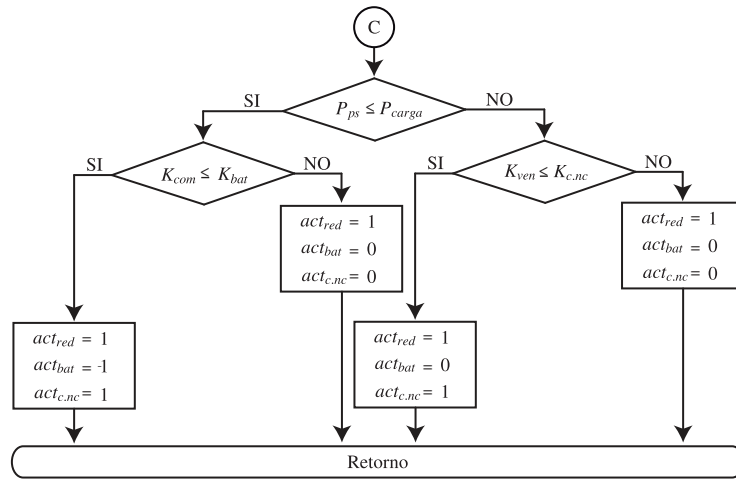


Figura 5.16: Diagrama de flujo del algoritmo en base a costos e implementación limitación de corriente, parte 2.

logra presentar una mejora al problema inicial de la micro-red DC con operación generalizada.

La implementación se ve reflejada en el algoritmo propuesto al incluir las condiciones propuestas. En la Figura 5.15 y 5.16 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo basado en costos y en el Apéndice B.5 el código implementado en MATLAB/SCRIPT.

5.8. Resultados simulación con estrategia de reducción de *peaks*

Como se muestra una mejora al problema de los *peaks* de potencias generados en la red principal, se volverán a mostrar los resultados de simulación obtenidos en las mismas condiciones, y de igual forma se procederá a explicar por periodos de tiempo para mejor comprensión de estos. En la Figura 5.17 y 5.18 se muestran las formas de ondas obtenidas tras un día de operación de la micro-red DC con la implementación de limitación de corriente. Para no repetir explicaciones sobre los periodos de tiempo, se procederá a explicar solo las nuevos estados de operación que aparecen en esta última implementación. Comparando la Figura 5.8 y 5.18 se observa una operación distinta.

- **Periodo de 17.5 a 19 horas:** En este periodo, en comparación con el resultado de simulación previo a las implementaciones, la activación de la red principal se lleva a cabo dado que se está pidiendo energía a las baterías y la pendiente de la corriente es muy alta, activando el limitador de corriente. El uso de las baterías se debe a que el costo de comprar energía de la red (K_{com}) es mayor al costo de utilizar las baterías (K_{bat}). Entonces,

$$K_{bat} < K_{com} \quad (5.23)$$

$$i_{bp} = 1 \quad (5.24)$$

$$P_{bat} = P_{red} + P_{carga.c} + P_{carga.nc} \quad (5.25)$$

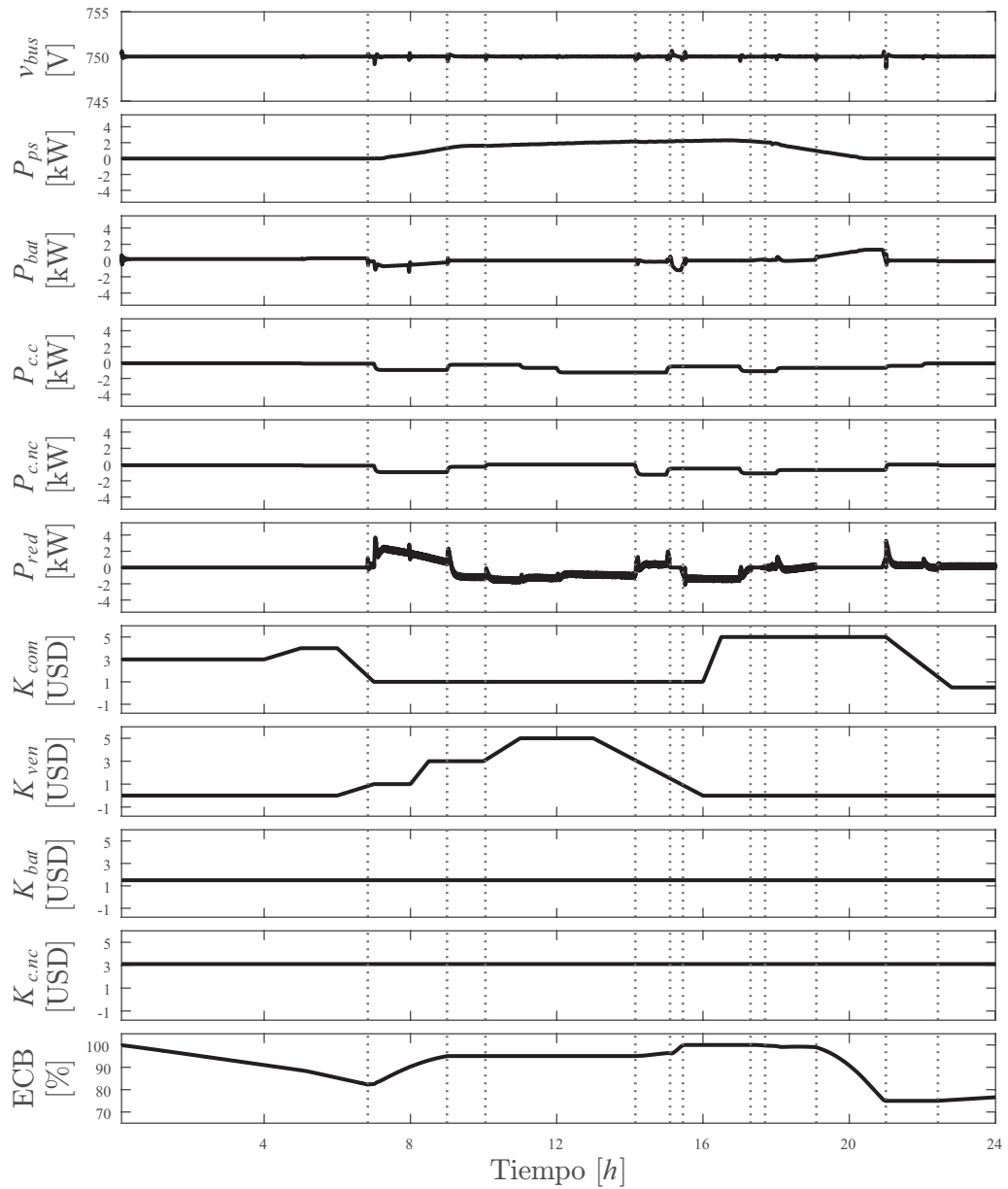


Figura 5.17: Operación generalizada de la micro-red DC con mejoras - Tensión Bus DC (v_{bus}), Potencia PS (P_{ps}), Potencia Baterías (P_{bat}), Potencia Cargas Críticas ($P_{c.c}$), Potencia Cargas No-críticas ($P_{c.nc}$), Potencia red principal (P_{red}), Costo de comprar energía de la red (K_{com}), Renta de vender energía a la red (K_{ven}), Costo de cargar/descargar las baterías (K_{bat}), Costo de impacto de las cargas no-críticas y Estado de carga de las baterías (ECB), Estado operación de las baterías (act_{bat}) - respectivamente.

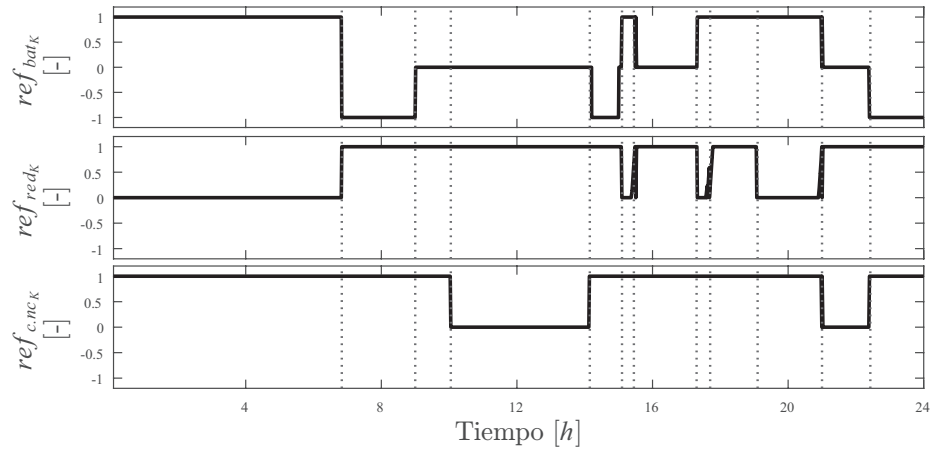


Figura 5.18: Estados de Operación de la micro-red DC generalizada basado en costos - Baterías (ref_{bat_K}), Red principal (ref_{red_K}) y Cargas no-críticas ($ref_{c.nc_K}$) - respectivamente.

5.8.1. Simulación en distintas condiciones

Para corroborar el nivel de control terciario y el algoritmo propuesto, se realizan distintas simulaciones modificando las condiciones de los elementos, por ejemplo: estado de carga inicial, rango de operación de las baterías, variabilidad climática.

En la Figura 5.19 se observa como el sistema responde de manera correcta cuando se cambia el estado inicial de carga de las baterías. Además, en la Figura 5.20 se mantiene el estado inicial de carga de las baterías pero se extiende el rango de operación de estos entre 60% y 100%. Por último, al ocurrir un cambio en las condiciones climáticas en $t = 15[h]$ la generación de energía por los PS disminuye, pero se logra mantener la regulación del bus DC.

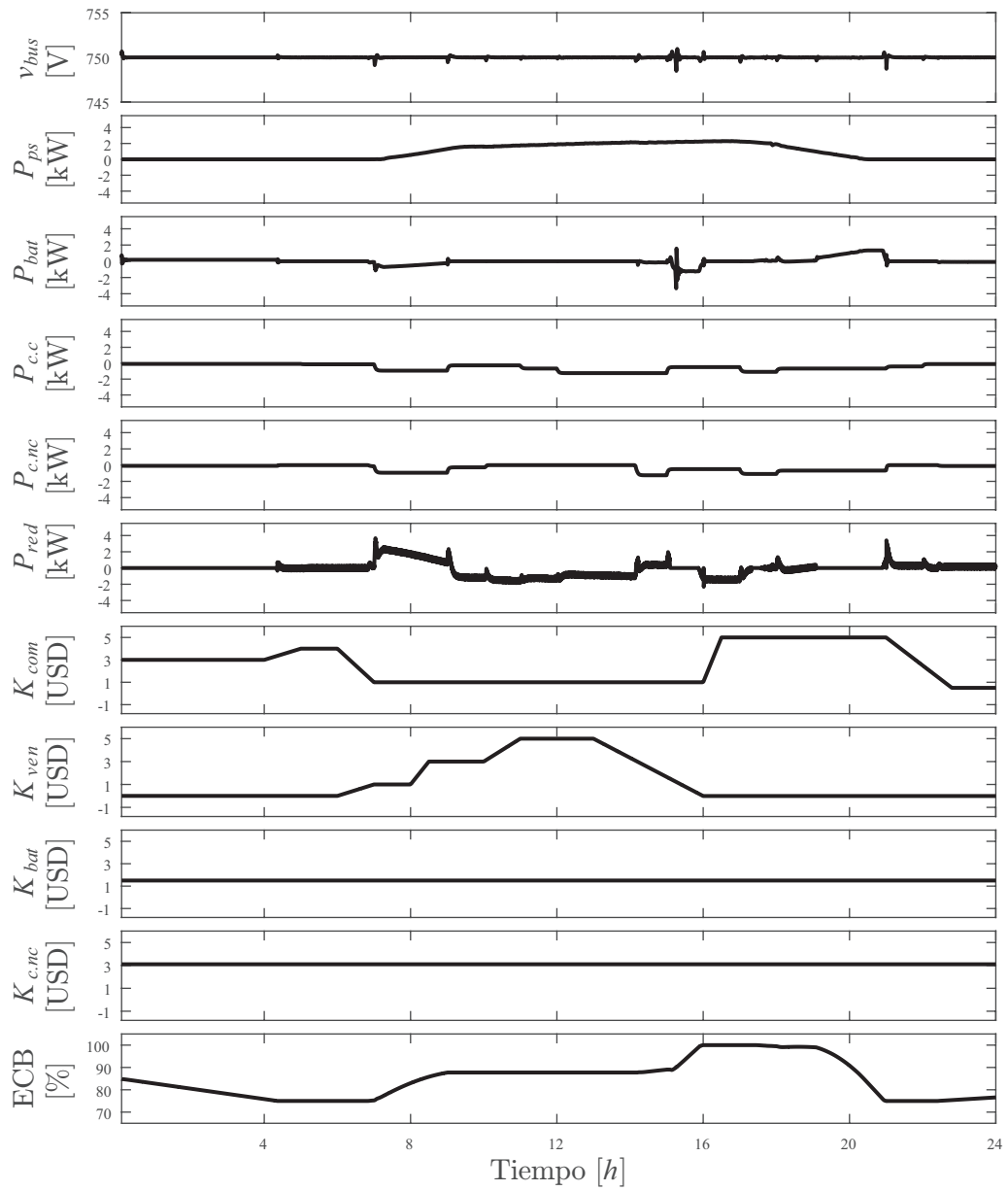


Figura 5.19: Operación generalizada de la micro-red DC con mejoras - Estado de carga inicial de las baterías igual a 85 %.

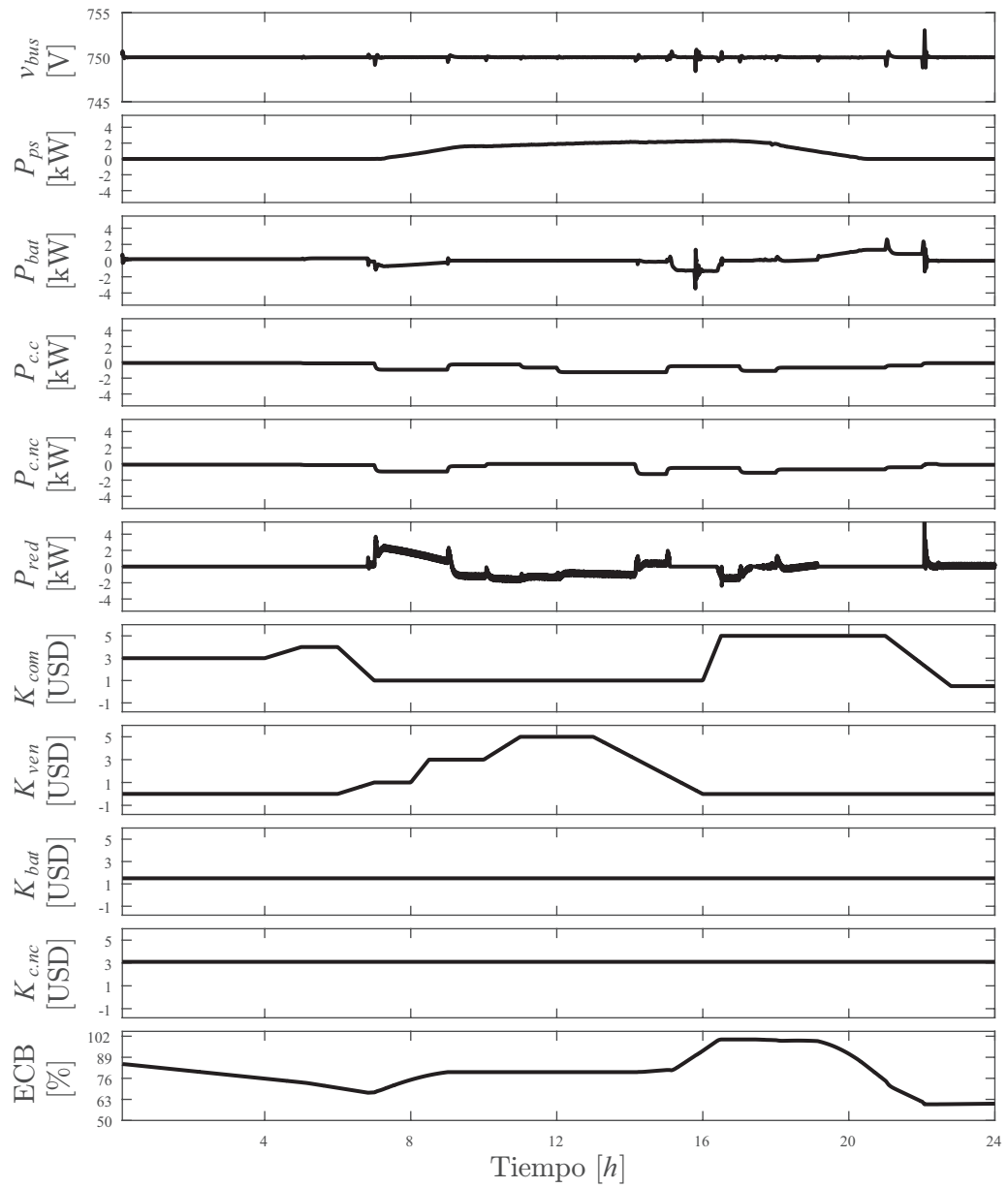


Figura 5.20: Operación generalizada de la micro-red DC con mejoras - Rango de operación del estado de carga de las baterías entre 60% y 100%.

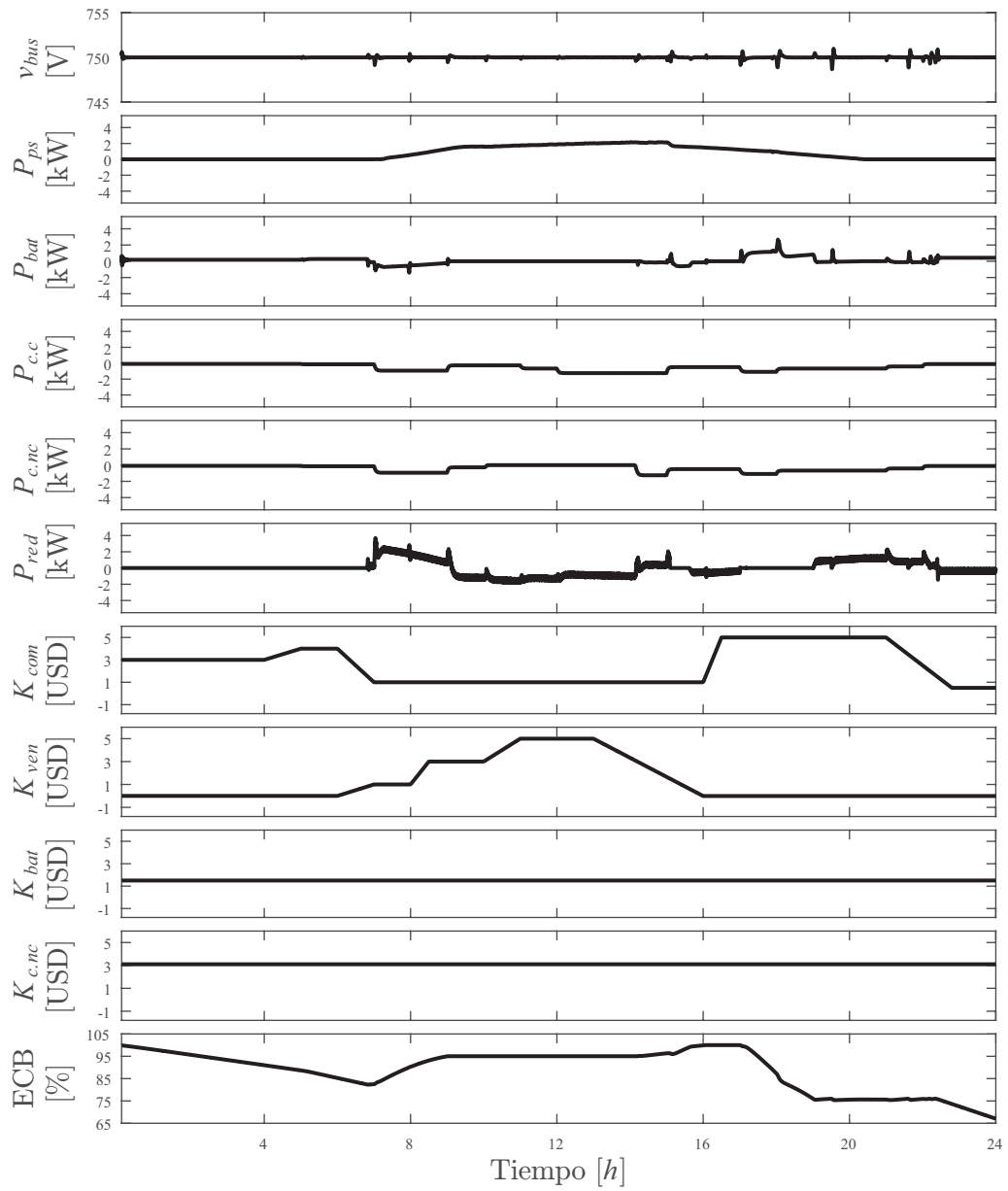


Figura 5.21: Operación generalizada de la micro-red DC con mejoras - Variabilidad climática en la generación de energía de los PS.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo de tesis se ha desarrollado el control de voltaje y optimización de costos de una micro-red de corriente continua considerando condiciones reales de un día de operación. La realización del proyecto fue de manera creciente, hasta alcanzar una operación generalizada de estos sistema. Lo anterior, permitió generar tres situaciones de operación de una micro-red DC en que el principal objetivo fue regular la tensión del bus mientras se optimizan los costos.

La micro-red DC en modo isla o conectado a red sin almacenamiento fue el primer acercamiento a estos sistemas, logrando regular la tensión del bus al valor de referencia requerido en todo el periodo de tiempo a través de las baterías o la red principal. Además, se optimizó el proceso en base a los costos de comprar energía de la red principal, vender energía a la red principal y cargar/descargar las baterías en función del efecto de degradación. Adicionalmente, se incluyeron las restricciones necesarias para mantener el sistema en un rango de operación adecuado y no causar falla en los elementos que la componen. Luego, se implementó la micro-red DC en modo isla con desconexión de cargas o conectado a red sin almacenamiento como una mejora al sistema presentado anteriormente. Este sistema mantiene los agentes reguladores y el algoritmo de optimización en base a costos. Sin embargo, se incluye la desconexión de cargas para mantener los rangos de operación cuando la micro-red DC esté operando en modo isla y la generación sea mayor al consumo. En este punto, fue posible observar que la desconexión de cargas permite generar un beneficio económico al consumidor dado que disminuye la energía consumida de la red principal o aumenta la cantidad de energía que se vende. Además, de la carencia en el modo de operar conectado a red con sistema de almacenamiento. Por lo tanto, se realiza una operación generalizada de una micro-red DC. Este sistema, en comparación a los anteriores, permite generar mayor cantidad de condiciones de operación que se espera que ocurran en las micro-redes. Por ejemplo, cargar las ba-

terías a través de la red principal o utilizar la red y las baterías al mismo tiempo como agentes reguladores. Entonces, se asignó un costo de impacto a las cargas no-críticas y, así, incluir su operación en el algoritmo propuesto en el nivel terciario de control.

En todos los sistemas presentados se utilizó un control jerárquico que permitió separar en niveles los objetivos de control. Además, las fuentes renovables no se utilizaron como agente regulador producto de que no tienen un costo en la generación de energía. Por último, la regulación del voltaje del bus se lleva a cabo a través de un control de balance de potencia.

Con los resultados presentados, se puede concluir:

- El control jerárquico facilita la estructura de control al permitir separar de manera clara y específica los objetivos de control a realizarse en la micro-red.
- Regular la tensión del bus DC mediante balance de potencia permite incluir o desconectar elementos del sistema sin modificar el nivel de control.
- Es posible lograr un beneficio económico al consumidor dado que en algunos casos se vende energía a la red principal y, en otros, se evita comprar energía de la red principal cuando el costo es elevado.
- Se mejora la vida útil de las baterías al no permitir su operación de manera continua.
- El algoritmo propuesto en la operación generalizada de la micro-red DC cumple con la función de comparar los costos/renta asociados a los elementos y determinar el estado de operación de esta.
- Las tres micro-redes DC implementadas regulan de manera correcta el voltaje del bus al valor de referencia requerido aún cuando el algoritmo no es el mismo para los tres casos.
- Las mejoras implementadas en la operación generalizada de la micro-red DC ayudan a no provocar “*peaks*” de potencias que afecten o perturben a la red principal.
- Los resultados corroboran la operación generalizada de la micro-red DC y la optimización de este cuando se realizan modificaciones en las condiciones, tales como estado de carga inicial, rango de operación de las baterías y variabilidad climática.

Trabajo Futuro

La micro-red DC de operación generalizada cumple con los requisitos propuestos al comienzo del proyecto. Sin embargo, aún es posible incluir mejoras al sistema que permitan aumentar la confiabilidad, resiliencia y calidad de energía para su futura aplicación real.

1. Investigar sobre protecciones DC que permitan incrementar la confiabilidad de estos sistemas y el cuidado de los elementos que la componen al estar operando en modo isla o conectado a red.
2. Separar las baterías para que operen con distintos rangos de estados de carga y, así, extender la vida útil de estas.

PUBLICACIONES GENERADAS

Las siguientes publicaciones han sido parcial o totalmente derivadas de la investigación involucrada en el desarrollo de este proyecto de tesis.

Conferencias Internacionales

- [1] Camilo Urqueta, Freddy Flores-Bahamonde, Marcelo A. Perez and Carlos Restrepo, “Cost Based Hierarchical Control for the Management of a DC Microgrid” in 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2017.
- [2] Camilo Urqueta, Freddy Flores-Bahamonde and Marcelo A. Perez, “Hierarchical Control of the DC Microgrid with Improved Reliability” in 3rd IEEE Southern Power Electronics Conference, SPEC 2017.

CÓDIGOS C

B.1. Protección carga de una micro-red DC

```
1 function act_L = PDC(act_B ,Vbus, act_R ,LL)
2 %%codegen
3 act_L = LL;           // Activación de carga
4 Alv = 0;             // Alarma baja
5 Ahv = 1;             // Alarma alta
6
7 if act_B==1          // Comprobación modo isla
8     B = 1;
9 else
10    B = 0;
11 end
12
13 if act_R==1          // Comprobación modo conexión a red
14    R = 1;
15 else
16    R = 0;
17 end
18
19 if (Vbus<730 && Alv==0)
20     Alv=1;
21     Ahv=0;
22 end
23 if (Vbus>751 && Ahv==0 && R==1)
24     Alv=0;
25     Ahv=1;
26 end
27
28 if (Alv==1 && B==1)
29     L=0;
30 end
```

```

31
32 if (R==1)
33     act_L=1;
34 end

```

B.2. Algoritmo propuesto para MRDC con tres estados de operación

```

1 function [ired , ibatt , iload]= Cost (Kbatt ,Kcom,Kven ,Kload ,Ppv ,Pload ,SoC ,
    SoC_inf ,SoC_sup)
2 %%codegen
3
4 if (SoC_inf < SoC) && (SoC < SoC_sup)
5     switch Ppv > Pload
6         case 1
7             switch Kven <= Kbatt
8                 case 1
9                     ired = 0;
10                    ibatt = 1;
11                    iload = 1;
12                otherwise
13                    switch Kven > Kload
14                        case 1
15                            ired = 1;
16                            ibatt = 0;
17                            iload = 0;
18                        otherwise
19                            ired = 1;
20                            ibatt = 0;
21                            iload = 1;
22                    end
23                end
24            otherwise
25                switch Kcom <= Kbatt
26                    case 1
27                        ired = 1;
28                        ibatt = -1;
29                        iload = 1;
30                    otherwise
31                        ired = 0;
32                        ibatt = 1;
33                        iload = 1;
34                end
35            end
36        elseif SoC <= SoC_inf
37            switch Ppv <= Pload
38                case 1
39                    switch Kcom <= Kbatt
40                        case 1

```

```

42         ired = 1;
43         ibatt = -1;
44         iload = 1;
45     otherwise
46         ired = 1;
47         ibatt = 0;
48         iload = 0;
49     end
50 otherwise
51     switch Kven <= Kload
52     case 1
53         ired = 1;
54         ibatt = 0;
55         iload = 1;
56     otherwise
57         ired = 1;
58         ibatt = 0;
59         iload = 0;
60     end
61 end
62
63 else %SoC >= SoC_sup
64     switch Ppv > Pload
65     case 1
66         switch Kven > Kload
67         case 1
68             ired = 1;
69             ibatt = 0;
70             iload = 0;
71         otherwise
72             ired = 1;
73             ibatt = 0;
74             iload = 1;
75         end
76     otherwise
77         switch Kcom > Kbatt
78         case 1
79             ired = 0;
80             ibatt = 1;
81             iload = 1;
82         otherwise
83             ired = 1;
84             ibatt = 0;
85             iload = 1;
86         end
87     end
88 end

```

B.3. Implementación de bandas en el ECB

```
1 function [ired,ibatt,iloa]= Cost(Kbatt,Kcom,Kven,Kload,Ppv,Pload,SoC,  
2   SoC_inf,SoC_sup,Dsoc)  
3 %%codegen  
4 if (SoC_inf < SoC) && (SoC < SoC_sup)  
5   switch Ppv > Pload  
6     case 1  
7       switch Kven <= Kbatt  
8         case 1  
9           switch ((SoC_sup-Dsoc < SoC) && (SoC < SoC_sup)) ||  
10          ((SoC_inf+Dsoc > SoC) && (SoC > SoC_inf))  
11             case 1  
12                 ired = 1;  
13                 ibatt = 1;  
14                 iload = 1;  
15             otherwise  
16                 ired = 0;  
17                 ibatt = 1;  
18                 iload = 1;  
19             end  
20           otherwise  
21             switch Kven > Kload  
22               case 1  
23                 ired = 1;  
24                 ibatt = 0;  
25                 iload = 0;  
26               otherwise  
27                 ired = 1;  
28                 ibatt = 0;  
29                 iload = 1;  
30             end  
31           end  
32         otherwise  
33           switch Kcom <= Kbatt  
34             case 1  
35                 ired = 1;  
36                 ibatt = -1;  
37                 iload = 1;  
38             otherwise  
39               switch ((SoC_sup-Dsoc < SoC) && (SoC < SoC_sup)) ||  
40              ((SoC_inf+Dsoc > SoC) && (SoC > SoC_inf))  
41                 case 1  
42                     ired = 1;  
43                     ibatt = 1;  
44                     iload = 1;  
45                 otherwise  
46                     ired = 0;  
47                     ibatt = 1;  
48                     iload = 1;  
49                 end  
50             end  
51           end  
52         end  
53       end  
54     end  
55   end  
56 end
```

```

48         end
49     end
50
51 elseif SoC <= SoC_inf
52     switch Ppv <= Pload
53     case 1
54         switch Kcom <= Kbatt
55         case 1
56             ired = 1;
57             ibatt = -1;
58             iload = 1;
59         otherwise
60             ired = 1;
61             ibatt = 0;
62             iload = 0;
63         end
64     otherwise
65         switch Kven <= Kload
66         case 1
67             ired = 1;
68             ibatt = 0;
69             iload = 1;
70         otherwise
71             ired = 1;
72             ibatt = 0;
73             iload = 0;
74         end
75     end
76
77 else %SoC >= SoC_sup
78     switch Ppv > Pload
79     case 1
80         switch Kven > Kload
81         case 1
82             ired = 1;
83             ibatt = 0;
84             iload = 0;
85         otherwise
86             ired = 1;
87             ibatt = 0;
88             iload = 1;
89         end
90     otherwise
91         switch Kcom > Kbatt
92         case 1
93             ired = 0;
94             ibatt = 1;
95             iload = 1;
96         otherwise
97             ired = 1;
98             ibatt = 0;
99             iload = 1;

```

```
100         end
101     end
102 end
```

B.4. Activación por Rampo de la Red Principal

```
1 function [k,y] = M1(k,u,a,s)
2 %%codegen
3
4 if u == 1
5     y = a*k;
6     k = k+1;
7 else
8     y=s;
9     k=0;
10 end
```

```
1 function u = M2(s,y)
2 %%codegen
3
4 if s~=0 && y<s
5     u = 1;
6 elseif s~=0 && y==s
7     u = 2;
8 else
9     u=0;
10 end
```

```
1 function ramp = M3(s,u,y)
2 %%codegen
3
4 if u==2
5     ramp=s;
6 elseif u==1
7     ramp = y;
8 else
9     ramp=0;
10 end
```

B.5. Implementación de Limitación de la Dinámica de la Corriente

```
1 function [ired ,ibatt ,iload ,C]= Cost(Kbatt ,Kcom,Kven ,Kload ,Ppv ,Pload ,SoC
2 ,SoC_inf ,SoC_sup ,Dsoc ,ib ,ramp)
3 %%codegen
4 if (SoC_inf < SoC) && (SoC < SoC_sup)
5     switch Ppv > Pload
6         case 1
7             switch Kven <= Kbatt
8                 case 1
9                     switch ((SoC_sup-Dsoc < SoC) && (SoC < SoC_sup) &&
10 (ib == 1)) || ((SoC_inf+Dsoc > SoC) && (SoC > SoC_inf) && (ib == 1))
11                         case 1
12                             ired = ramp;
13                             ibatt = 1;
14                             iload = 1;
15                         otherwise
16                             ired = 0;
17                             ibatt = 1;
18                             iload = 1;
19                     end
20                 otherwise
21                     switch Kven > Kload
22                         case 1
23                             ired = 1;
24                             ibatt = 0;
25                             iload = 0;
26                         otherwise
27                             ired = 1;
28                             ibatt = 0;
29                             iload = 1;
30                     end
31                 end
32             otherwise
33                 switch Kcom <= Kbatt
34                     case 1
35                         ired = 1;
36                         ibatt = -1;
37                         iload = 1;
38                     otherwise
39                         switch ((SoC_sup-Dsoc < SoC) && (SoC < SoC_sup) &&
40 (ib == 1)) || ((SoC_inf+Dsoc > SoC) && (SoC > SoC_inf) && (ib == 1))
41                             case 1
42                                 ired = ramp;
43                                 ibatt = 1;
44                                 iload = 1;
45                             otherwise
46                                 ired = 0;
47                                 ibatt = 1;
48                                 iload = 1;
49                         end
50                     end
51                 end
52             end
53         end
54     end
55 end
```



```

48         end
49     end
50
51 elseif SoC <= SoC_inf
52     switch Ppv <= Pload
53     case 1
54         switch Kcom <= Kbatt
55         case 1
56             ired = 1;
57             ibatt = -1;
58             iload = 1;
59         otherwise
60             ired = 1;
61             ibatt = 0;
62             iload = 0;
63         end
64     otherwise
65         switch Kven <= Kload
66         case 1
67             ired = 1;
68             ibatt = 0;
69             iload = 1;
70         otherwise
71             ired = 1;
72             ibatt = 0;
73             iload = 0;
74         end
75     end
76
77 else %SoC >= SoC_sup
78     switch Ppv > Pload
79     case 1
80         switch Kven > Kload
81         case 1
82             ired = 1;
83             ibatt = 0;
84             iload = 0;
85         otherwise
86             ired = 1;
87             ibatt = 0;
88             iload = 1;
89         end
90     otherwise
91         switch Kcom > Kbatt
92         case 1
93             ired = 0;
94             ibatt = 1;
95             iload = 1;
96         otherwise
97             ired = 1;
98             ibatt = 0;
99             iload = 1;

```

```
100 |           end
101 |     end
102 | end
```

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. G. M. Joao Abel Pecas Lopes and C. C. L. M. Moreira, “A view of microgrids,” *WIRES Energy Environ*, pp. 86–103, 2013.
- [2] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the art in research on microgrids: A review,” *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [3] R. H. Lasseter, “Microgrids,” in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, 2002, pp. 305–308 vol.1.
- [4] D. Fregosi, S. Ravula, D. Brhlik, J. Saussele, S. Frank, E. Bonnema, J. Scheib, and E. Wilson, “A comparative study of dc and ac microgrids in commercial buildings across different climates and operating profiles,” in *DC Microgrids (ICDCM), 2015 IEEE First International Conference on*, June 2015, pp. 159–164.
- [5] M. Kumar, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, “Control strategies of a dc microgrid for grid connected and islanded operations,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1588–1601, July 2015.
- [6] A. Maqsood and K. Corzine, “Dc microgrid protection: Using the coupled-inductor solid-state circuit breaker,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 4, no. 2, pp. 58–64, June 2016.
- [7] L. Che and M. Shahidehpour, “Dc microgrids: Economic operation and enhancement of resilience by hierarchical control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2517–2526, Sept 2014.
- [8] X. Yang, F. Tang, X. Wu, and X. Jin, “Hierarchical control strategy of grid-connected dc microgrids,” in *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, May 2016, pp. 3723–3727.
- [9] Z. Wang, W. Wu, and B. Zhang, “A distributed control method with minimum generation cost for dc microgrids,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 4, pp. 1462–1470, Dec 2016.

- [10] K. Sun, L. Zhang, Y. Xing, and J. M. Guerrero, "A distributed control strategy based on dc bus signaling for modular photovoltaic generation systems with battery energy storage," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 10, pp. 3032–3045, Oct 2011.
- [11] C. Jin, P. Wang, J. Xiao, Y. Tang, and F. H. Choo, "Implementation of hierarchical control in dc microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 8, pp. 4032–4042, Aug 2014.
- [12] Y. S. Bhavsar, P. V. Joshi, and S. M. Akolkar, "Energy management in dc microgrid," in *2015 International Conference on Energy Systems and Applications*, Oct 2015, pp. 209–213.
- [13] J. Kennedy, P. Ciufu, and A. Agalgaonkar, "Intelligent load management in microgrids," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2012, pp. 1–8.
- [14] H. Gao, Y. Chen, Y. Xu, and C. C. Liu, "Dynamic load shedding for an islanded microgrid with limited generation resources," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, no. 12, pp. 2953–2961, 2016.
- [15] S. Xing, "Microgrid emergency control based on the stratified controllable load shedding optimization," in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)*, Sept 2012, pp. 1–5.
- [16] L. Che and M. Shahidehpour, "Dc microgrids: Economic operation and enhancement of resilience by hierarchical control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2517–2526, Sept 2014.
- [17] X. Yang, F. Tang, X. Wu, and X. Jin, "Hierarchical control strategy of grid-connected dc microgrids," in *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, May 2016, pp. 3723–3727.
- [18] I. Tank and S. Mali, "Renewable based dc microgrid with energy management system," in *2015 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (SPICES)*, Feb 2015, pp. 1–5.
- [19] M. N. Akter, M. A. Mahmud, and A. M. T. Oo, "A hierarchical transactive energy management system for microgrids," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, July 2016, pp. 1–5.
- [20] C. A. Correa, G. Marulanda, and A. Garces, "Optimal microgrid management in the colombian energy market with demand response and energy storage," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, July 2016, pp. 1–5.
- [21] Siemens, "Microgrids," 2011.

- [22] D. O. Villalba, "Sistemas scada para micro-redes con sistemas hibridos de generacion para comunidades," Julio 2011.
- [23] P. Biczel, "Power electronic converters in dc microgrid," in *2007 Compatibility in Power Electronics*, May 2007, pp. 1–6.
- [24] F. Nejabatkhah and Y. W. Li, "Overview of power management strategies of hybrid ac/dc microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 12, pp. 7072–7089, Dec 2015.
- [25] Z. H. Jian, Z. Y. He, J. Jia, and Y. Xie, "A review of control strategies for dc micro-grid," in *Intelligent Control and Information Processing (ICICIP), 2013 Fourth International Conference on*, June 2013, pp. 666–671.
- [26] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, "Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids a general approach toward standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, Jan 2011.
- [27] H. P. Solutions, "Datasheet - Battery HP12-20 LiFePo4."
- [28] SolarWorld, "Datasheet - Sunmodule Plus SW 285 - 290 Mono Black."
- [29] O. Gomez, "Simulacion y control de una micro-red local en arquitectura dc," Sept 2016.
- [30] A. Perez, R. Moreno, R. Moreira, M. Orchard, and G. Strbac, "Effect of battery degradation on multi-service portfolios of energy storage," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1718–1729, Oct 2016.
- [31] E. superior de ingenieros de Sevilla-Fco. Javier Ramon Ducoy, "Implantacion de energias renovables en una planta de produccion de amoniaco."
- [32] S. S. Carlos Mateu. [Online]. Available: <https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=7105>