



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA EL

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE

Maestría en Electrónica y Automatización mención Redes Industriales

Diseño e implementación de estrategias de control para la gestión de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías para micro-redes aisladas utilizando arquitecturas de control centralizadas y distribuidas.

Autores:
Calvopiña Osorio Jenny Paola
Guagchinga Pinta Carlos Fabián

Directora:
Ing. Llanos Proaño Jacqueline PhD.

Latacunga, abril 2022



AGENDA

Objetivos

Definiciones generales

Control primario

Control secundario

Control Terciario

Pruebas y resultados

Conclusiones y recomendaciones



Objetivos

Objetivo General

- Diseñar e implementar estrategias de control para la gestión de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías para micro-redes aisladas utilizando arquitecturas de control centralizadas y distribuidas.

Objetivos Específicos

- Modelar un sistema de almacenamiento de energía de baterías que considere la conmutación entre el modo carga y descarga dentro de una micro-red en operación aislada.
- Diseñar estrategias de control primario para un sistema de almacenamiento de energía de baterías de modo que el sistema de generación distribuido (GD) pueda soportar cambios en la demanda.



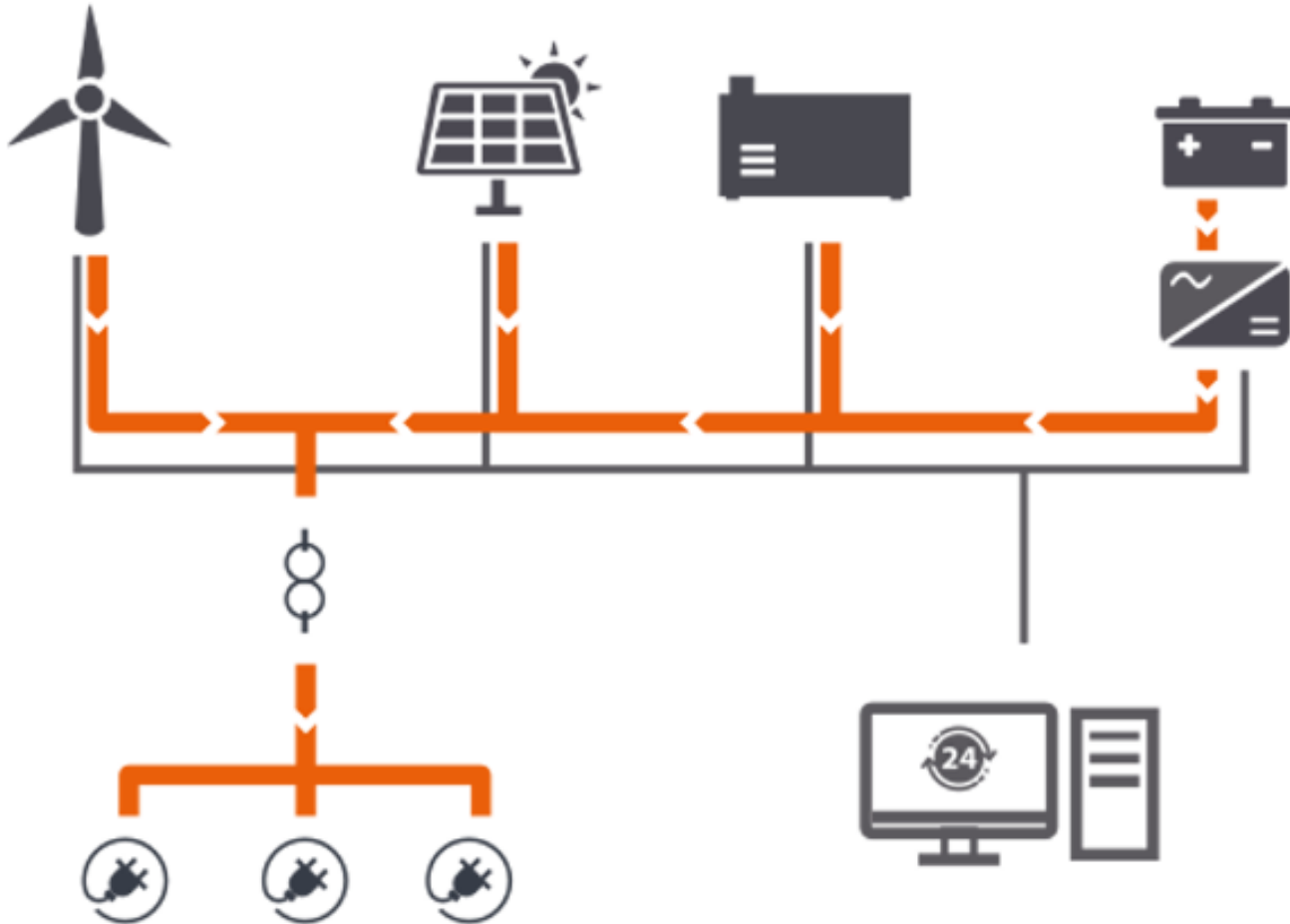
Objetivos

Objetivos Específicos

- Proponer estrategias de control secundario basados en algoritmos de consensos para restaurar la frecuencia utilizando una arquitectura de control distribuida, basadas en topologías de comunicación.
- Evaluar el desempeño de las estrategias de control propuestas.



Micro-red (*microgrid* MG)



Definición:

Son sistemas de distribución de electricidad

Contienen

Funcionan

Cargas

Recursos energéticos distribuidos

De forma controlada y coordinada.

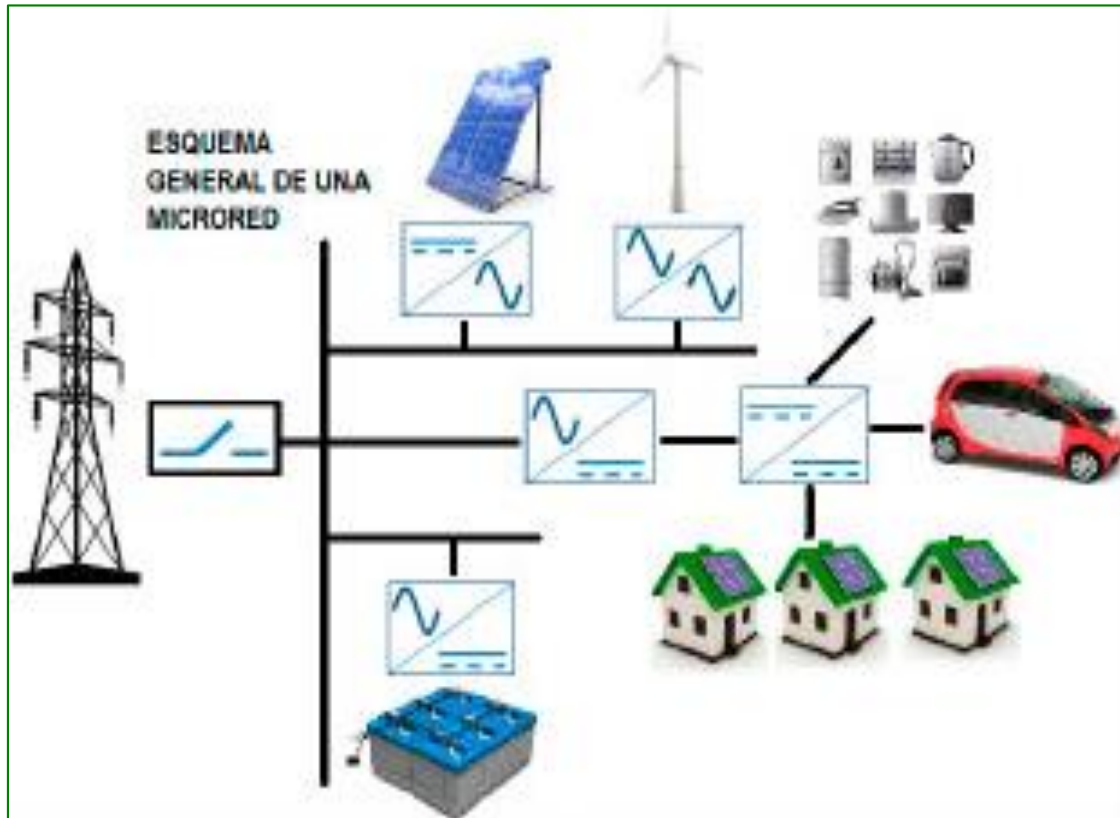
(Sampietro y Pick Valencia, 2018)



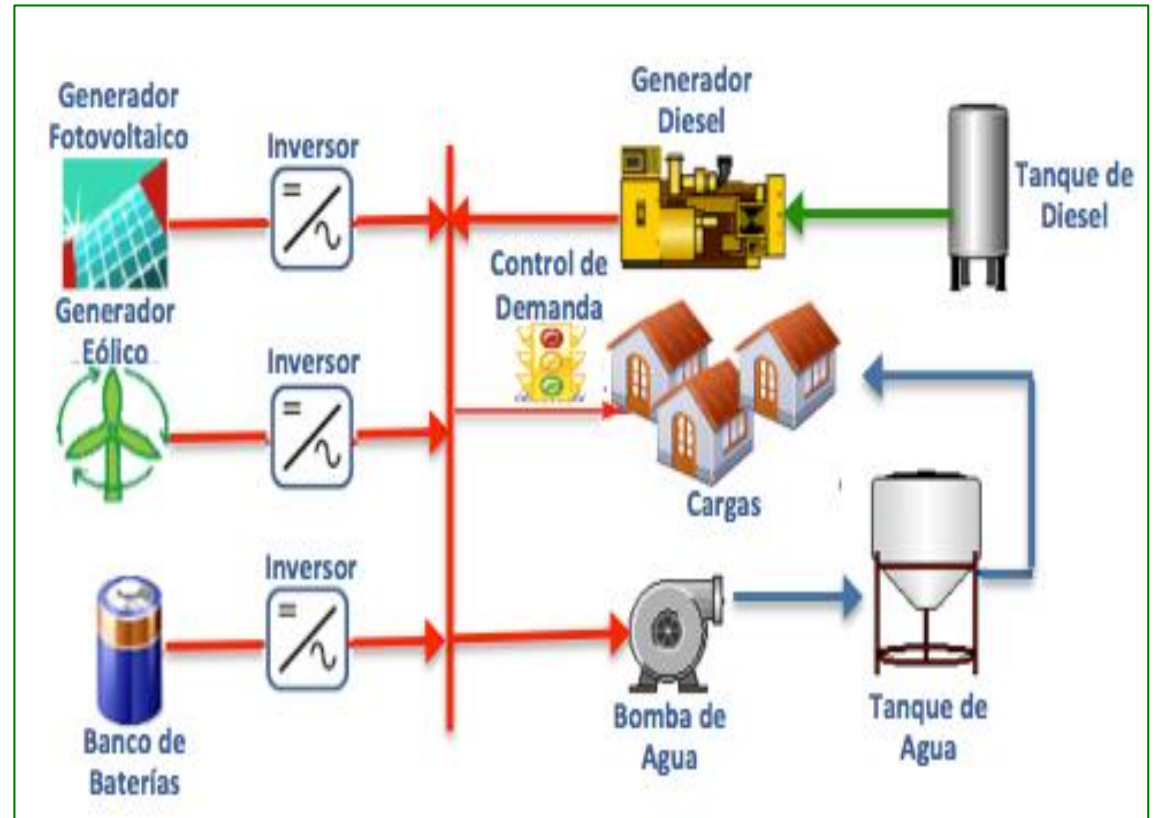
ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

Modos de operación de una micro-red

Conectada a la red:

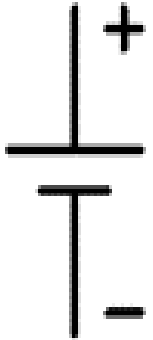


Aislada de la red



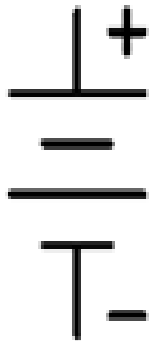
Baterías

Celda

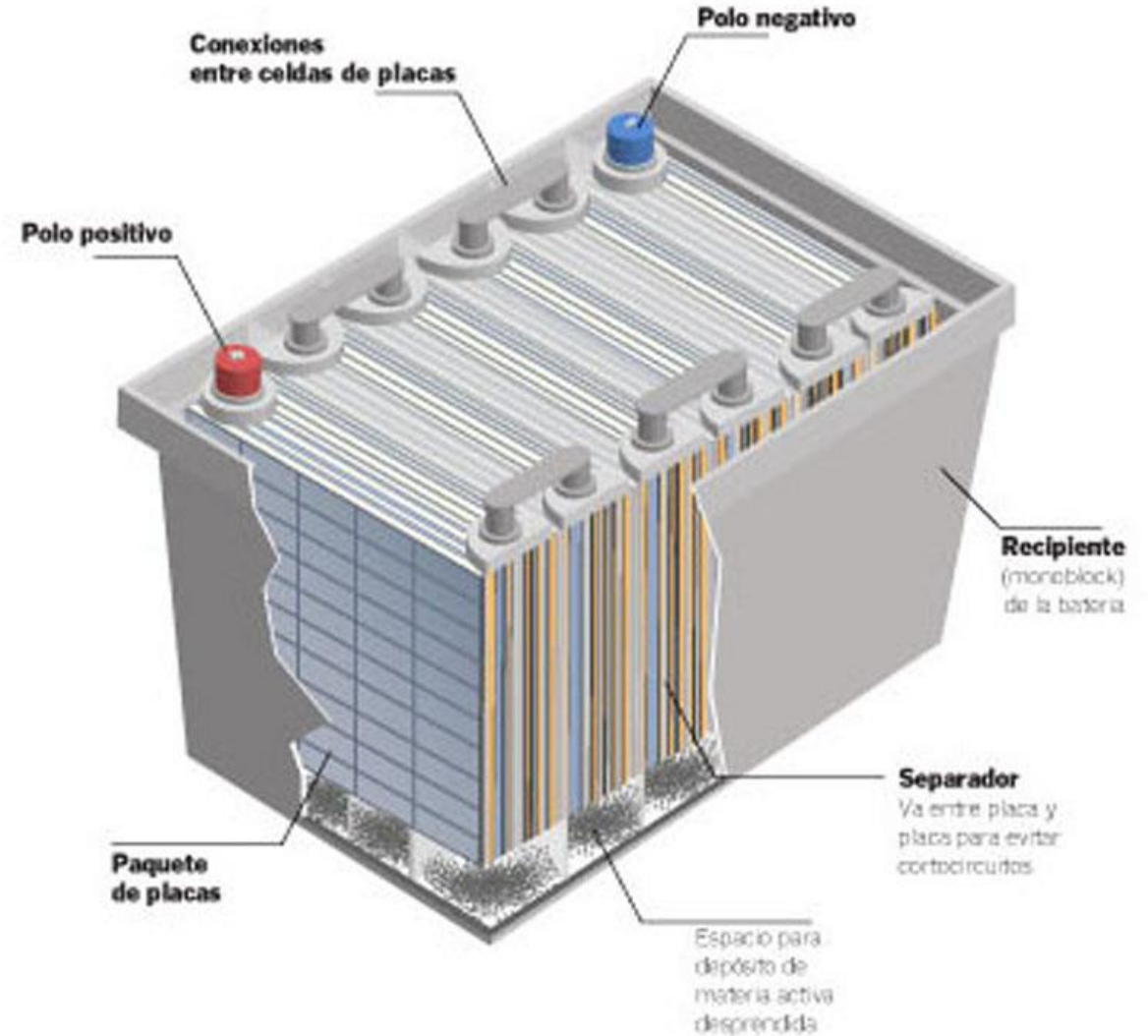


- Unidad electroquímica básica, que posee un ánodo (electrodo negativo) y un cátodo (electrodo positivo).
- Recibir, almacenar y suministrar energía eléctrica y dependen de la combinación de productos químicos y compuestos

Batería o acumulador de energía

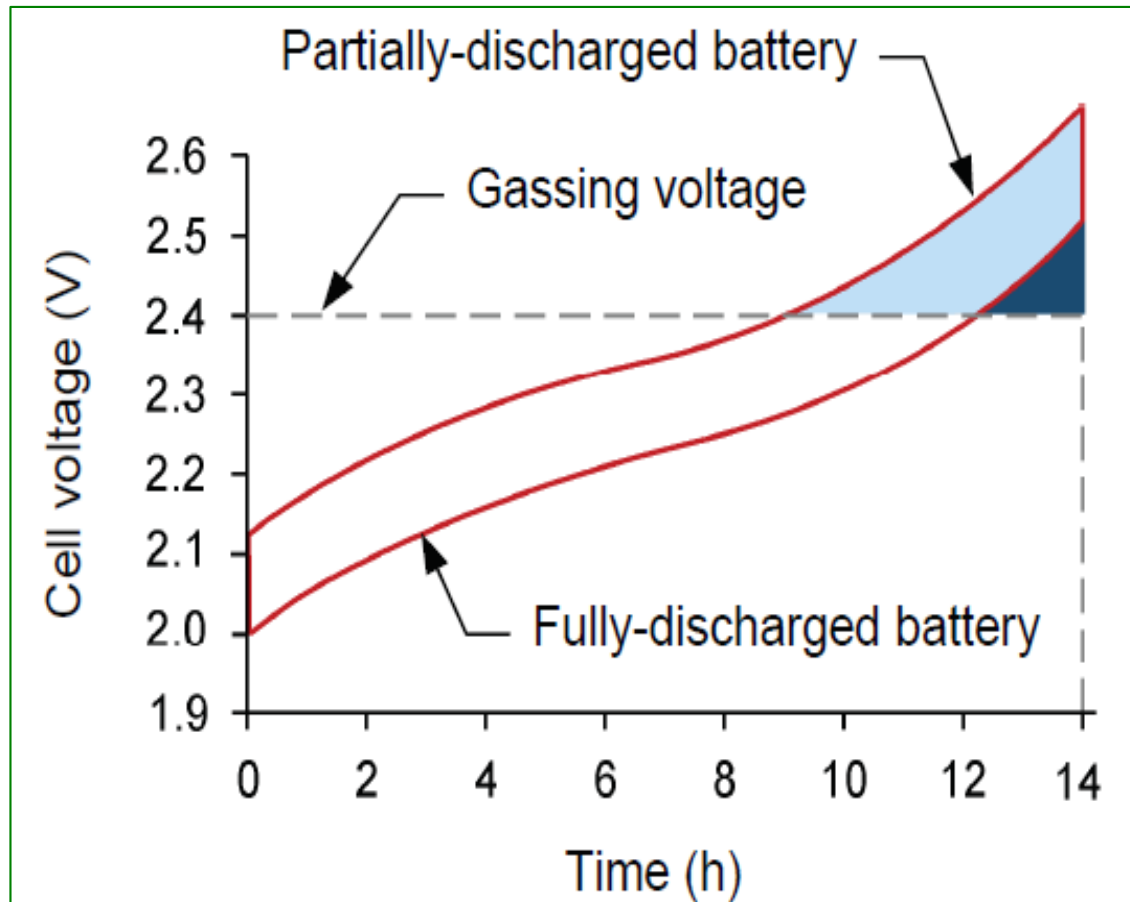


- Grupo de celdas conectadas eléctricamente en serie y/o en paralelo
- Entregar energía eléctrica a un circuito exterior a expensas de la energía química contenida en las sustancias internas que lo conforman. .

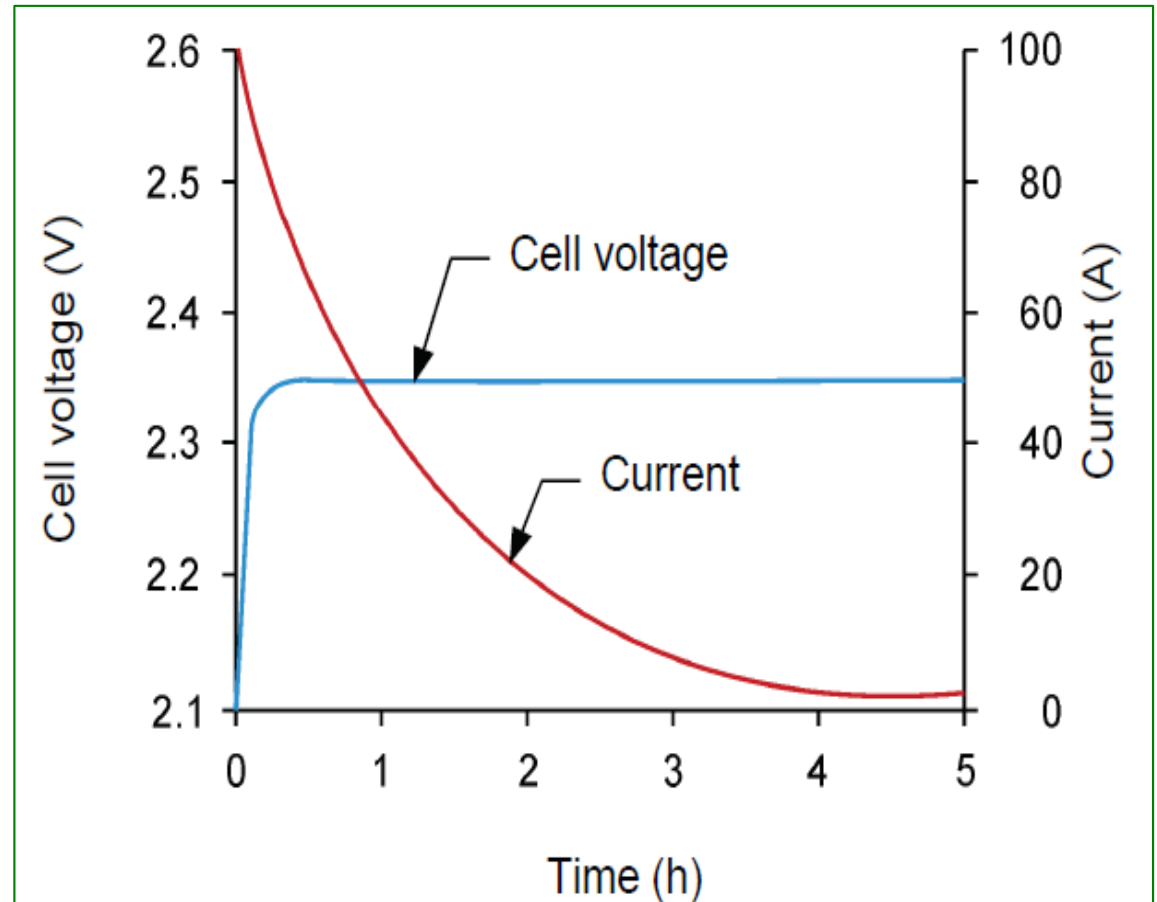


Métodos para cargar baterías

Corriente constante

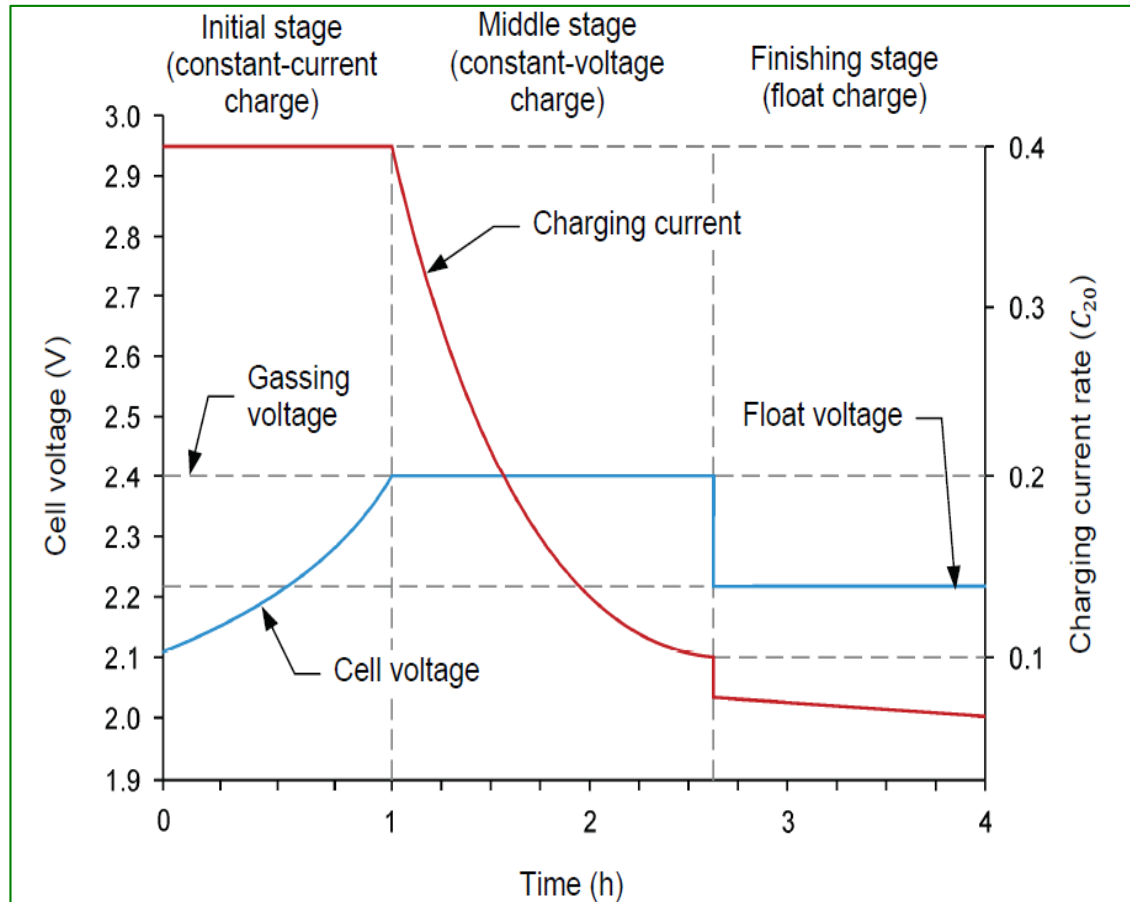


Voltaje constante.



Métodos para cargar baterías

Voltaje constante modificado

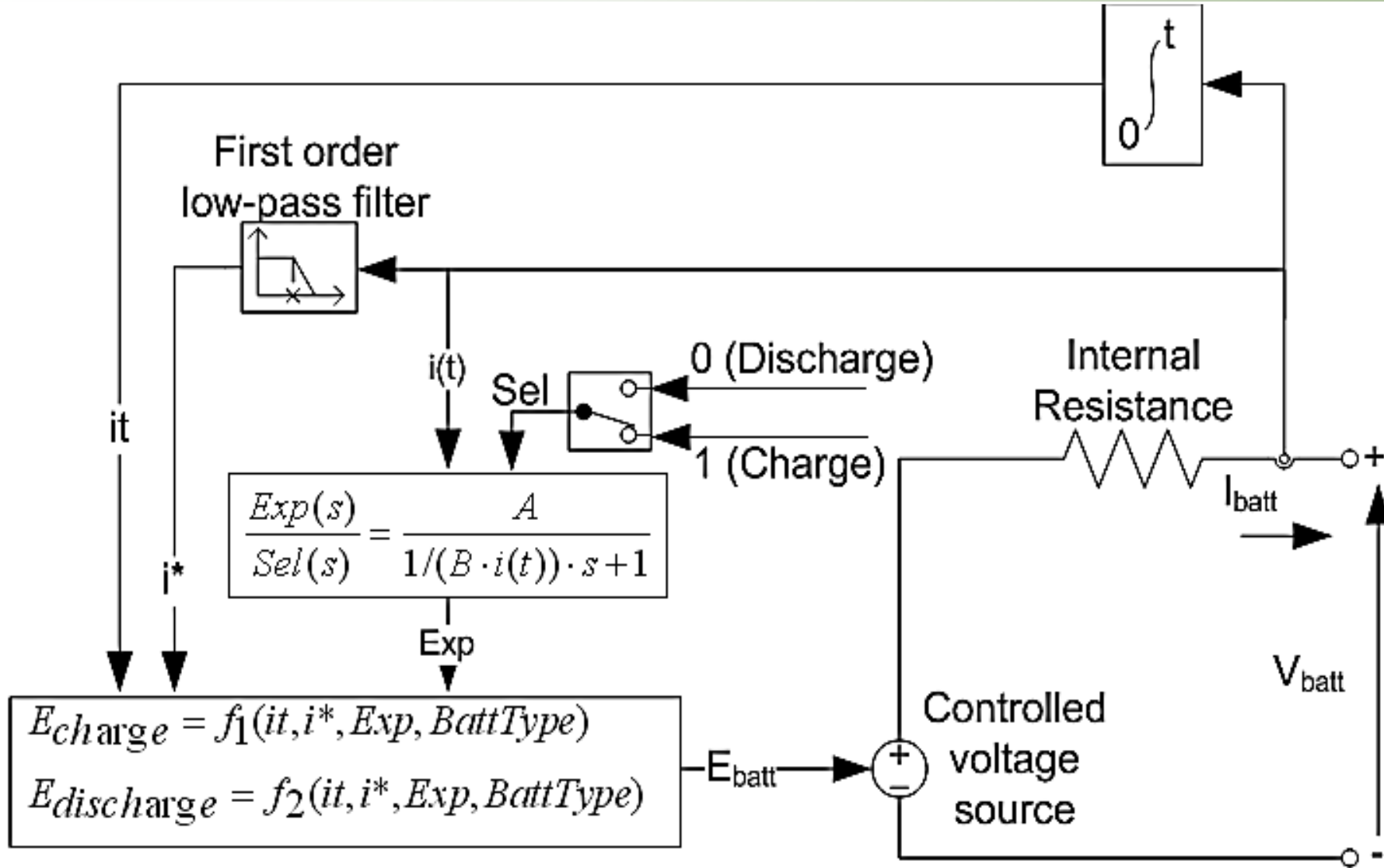


Método de carga de 3 etapas.

- Etapa Bulk o de corriente constante.
- Etapa de absorción o voltaje constante.
- Etapa de flotación.



Modelamiento de la batería



Nota. Diagrama de bloques de los subsistemas dentro de MATLAB Simulink, de un modelo genérico de batería. Tomado de (MathWorks, 2021).



Objetivos principales del BEMS es

Lidiar con las incertidumbres y la intermitencia de las fuentes de energía renovables para satisfacer a la demanda.

Proporcionar energía de modo que el sistema se mantenga estable ante variaciones de demanda.

Mantener las condiciones de funcionamiento seguras para el almacenamiento de la batería, evitando la descarga profunda y la sobrecarga que provocan la degradación

Considerar factores económicos asociados a la degradación



Gestión de baterías en micro-redes

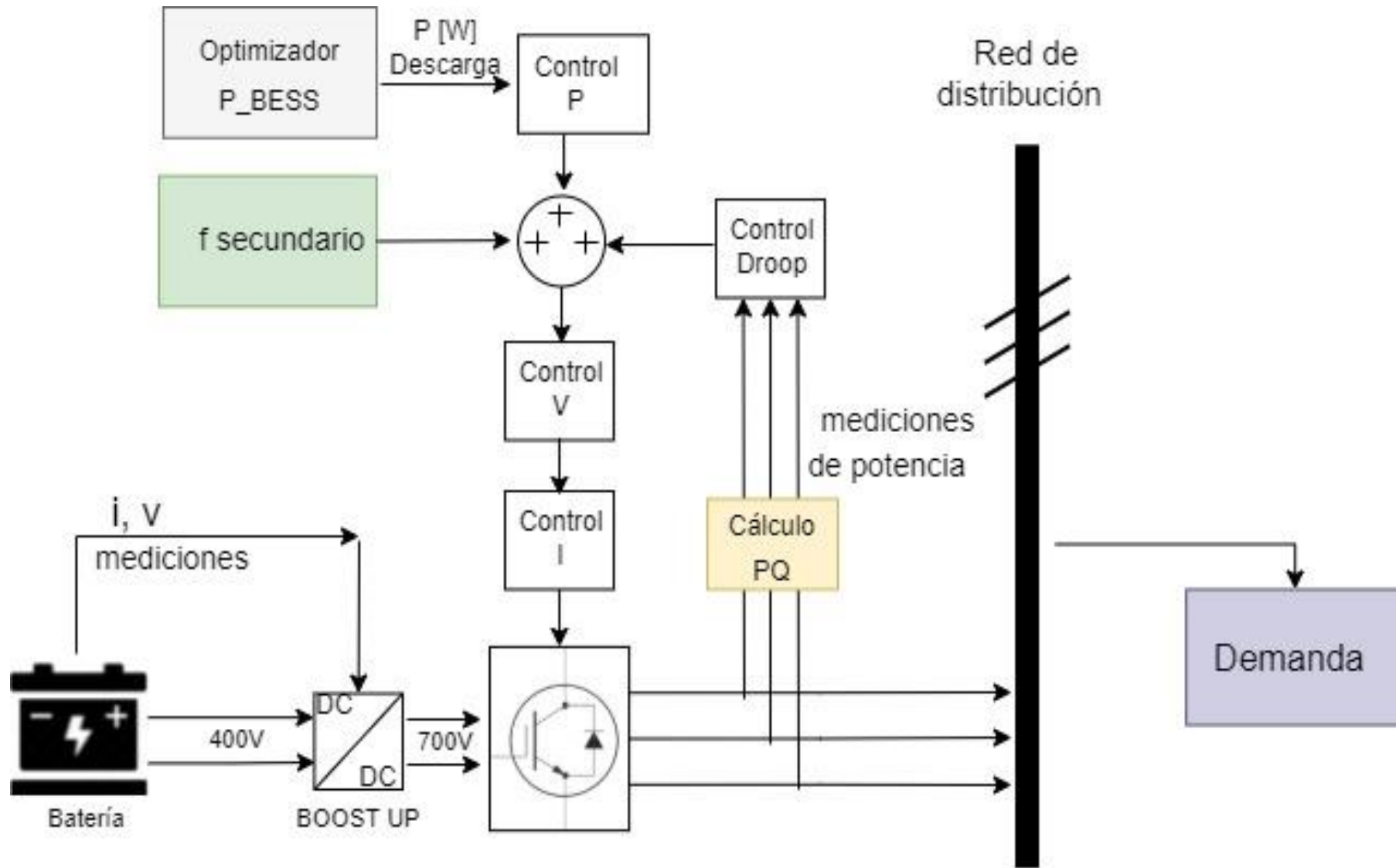
Gestión No optima

El objetivo principal es minimizar el coste operativo total del sistema garantizando la estabilidad del mismo con la ayuda del BES para lo que se utilizan controladores locales sin horizontes de análisis que definen el patrón de carga y descarga de las baterías.

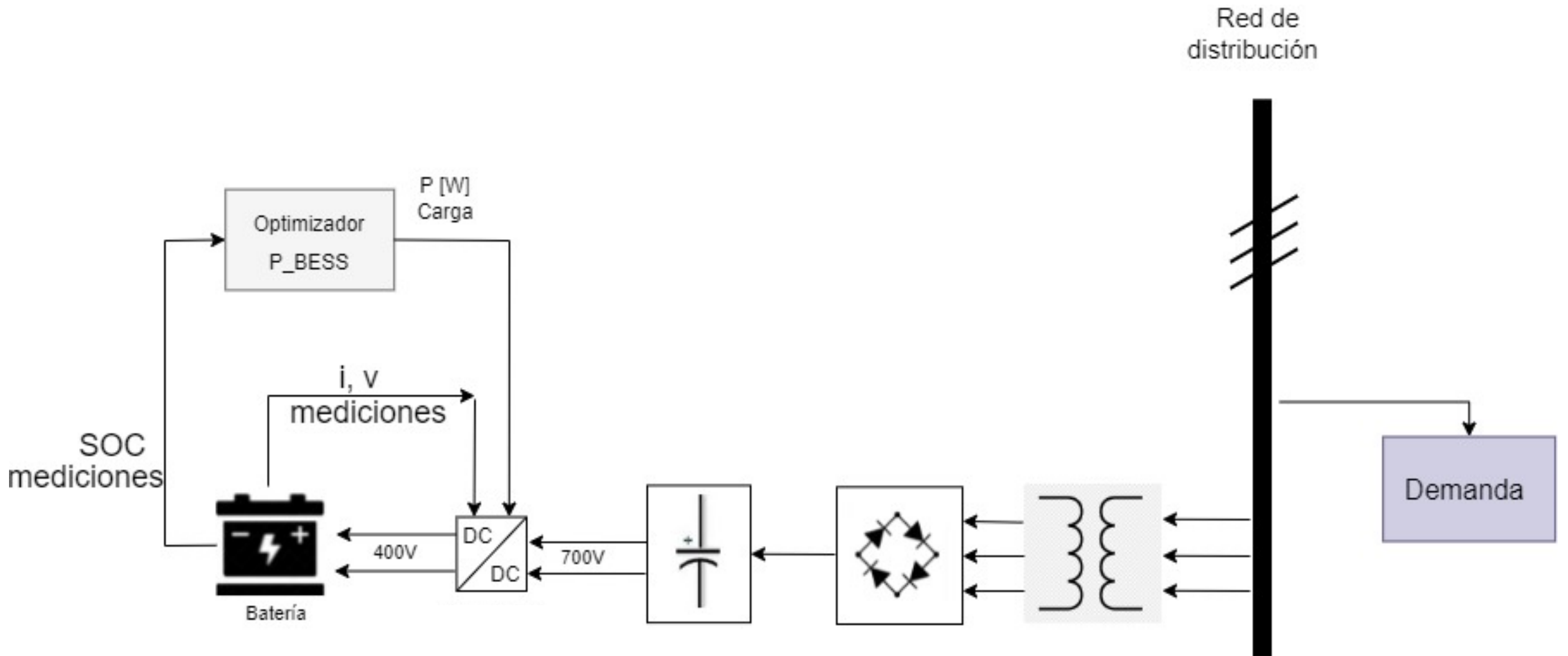
Gestión óptima

Se mantiene el objetivo principal de minimizar el coste operativo total del sistema, pero las condiciones de carga-descarga incluyen parámetros de un funcionamiento seguro para la batería como; SOC, SOH, DoD, la velocidad descarga, control de voltaje y temperatura de las células.

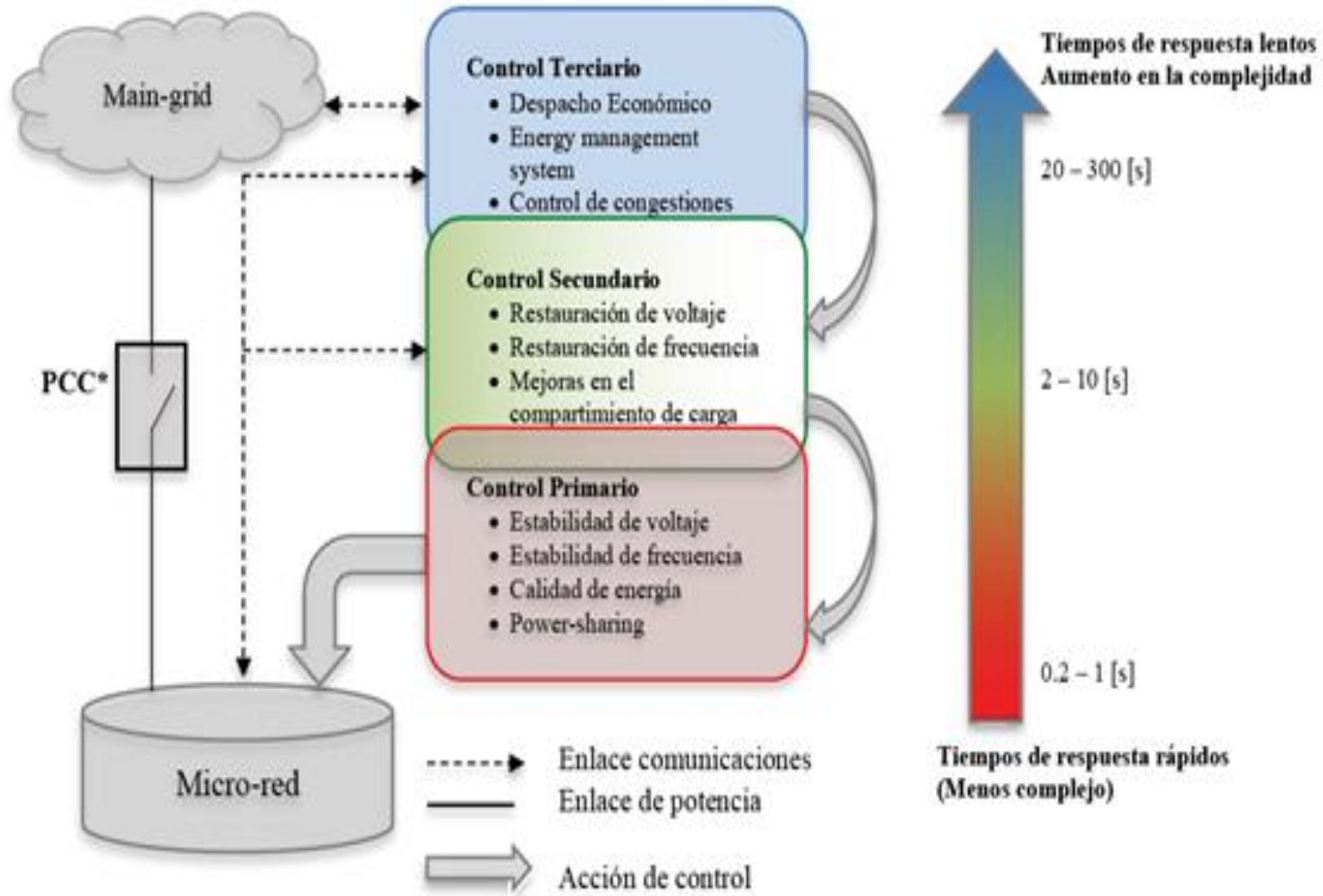
Operación de la batería en modo carga



Operación de la batería en modo descarga

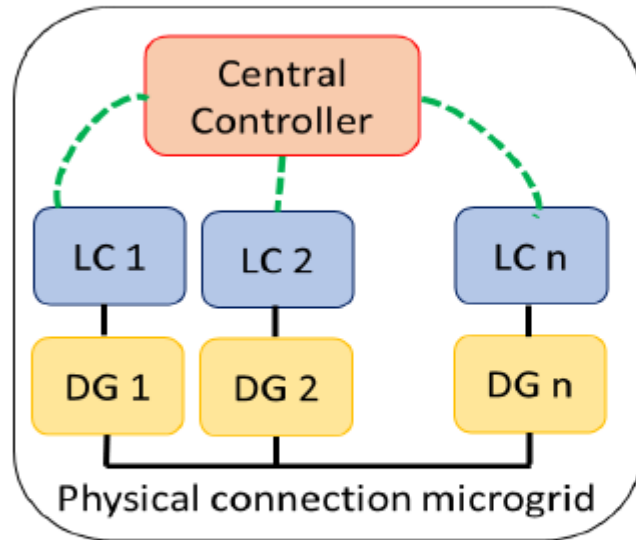


Control jerárquico en micro-redes

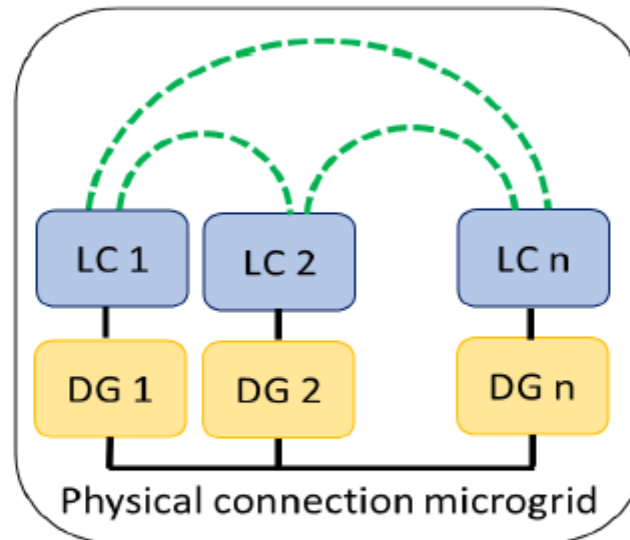


Arquitectura del controlador

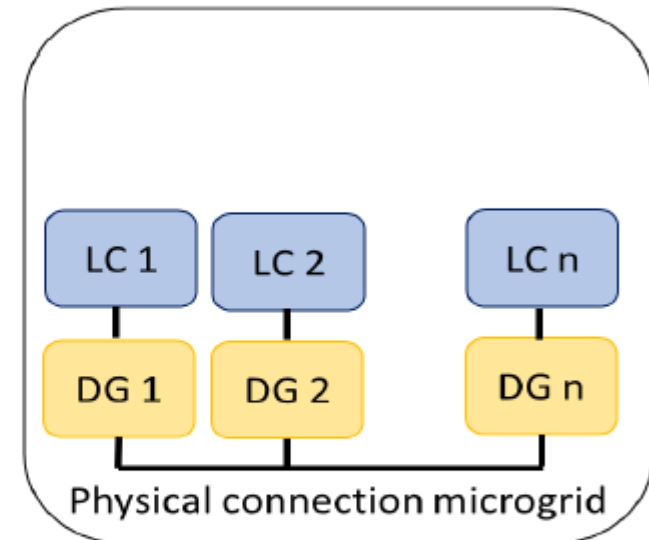
a) Centralised Control



b) Distributed Control



c) Decentralised Control



----- Communication Link
—— Physical Connection

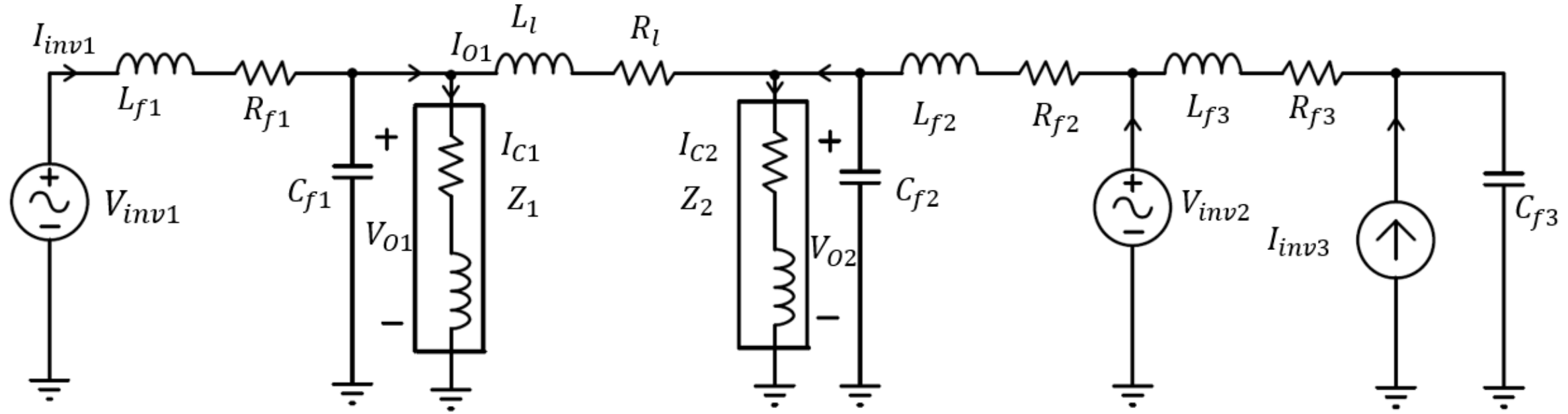
DG Distributed Generator
LC Local Control

Control primario

- Se encarga de compartir carga entre los inversores.
- Establece las acciones para compensar el sistema ante las variaciones de demanda o perturbaciones.
- Evita que los valores de la frecuencia del sistema caigan por debajo de los niveles permisibles, sin que las cargas conectadas a la micro-red sufran daños.
- También dentro del control primario está la regulación de voltaje que deben proporcionar las unidades de generación con el propósito que la micro-red opere dentro de los rangos permisibles estipulados en los códigos de red.



Control primario

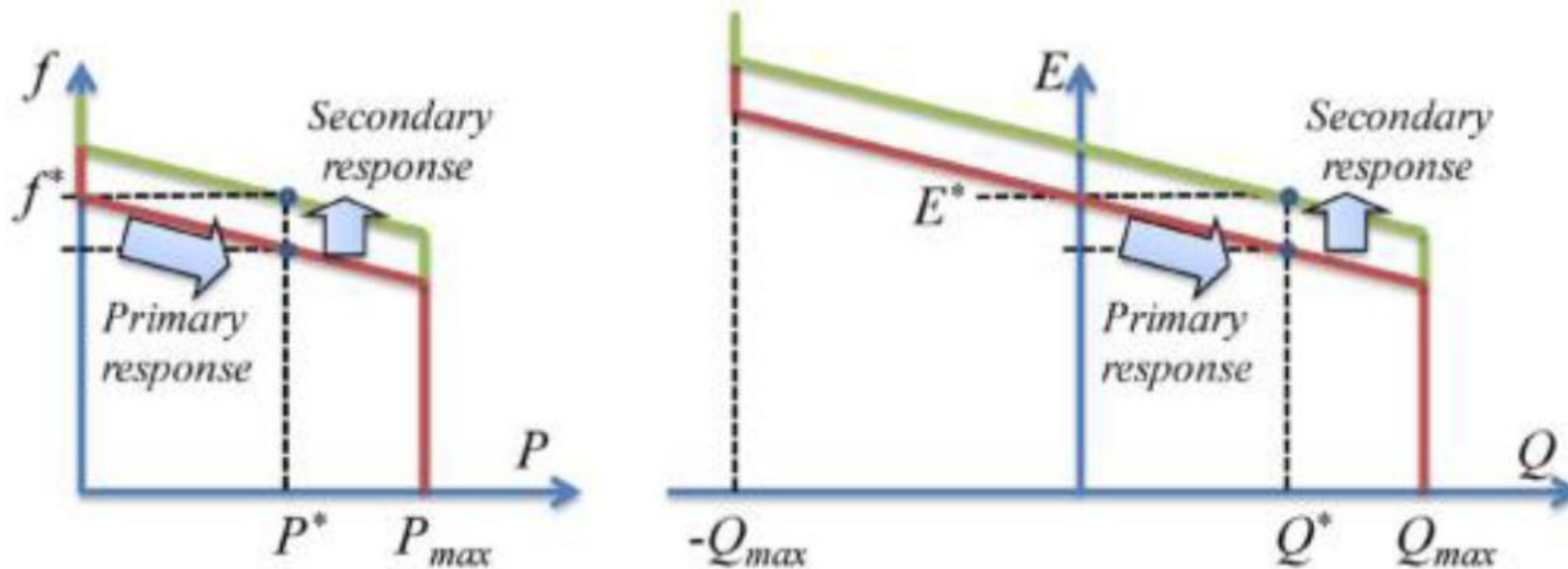


Control droop primario de frecuencia y voltaje

Control Droop

$$F = -m * P + F_0 + F_{sec}$$

$$V = -n * Q + V_0 + V_{sec}$$



J. M. Guerrero, 2013.



Control secundario

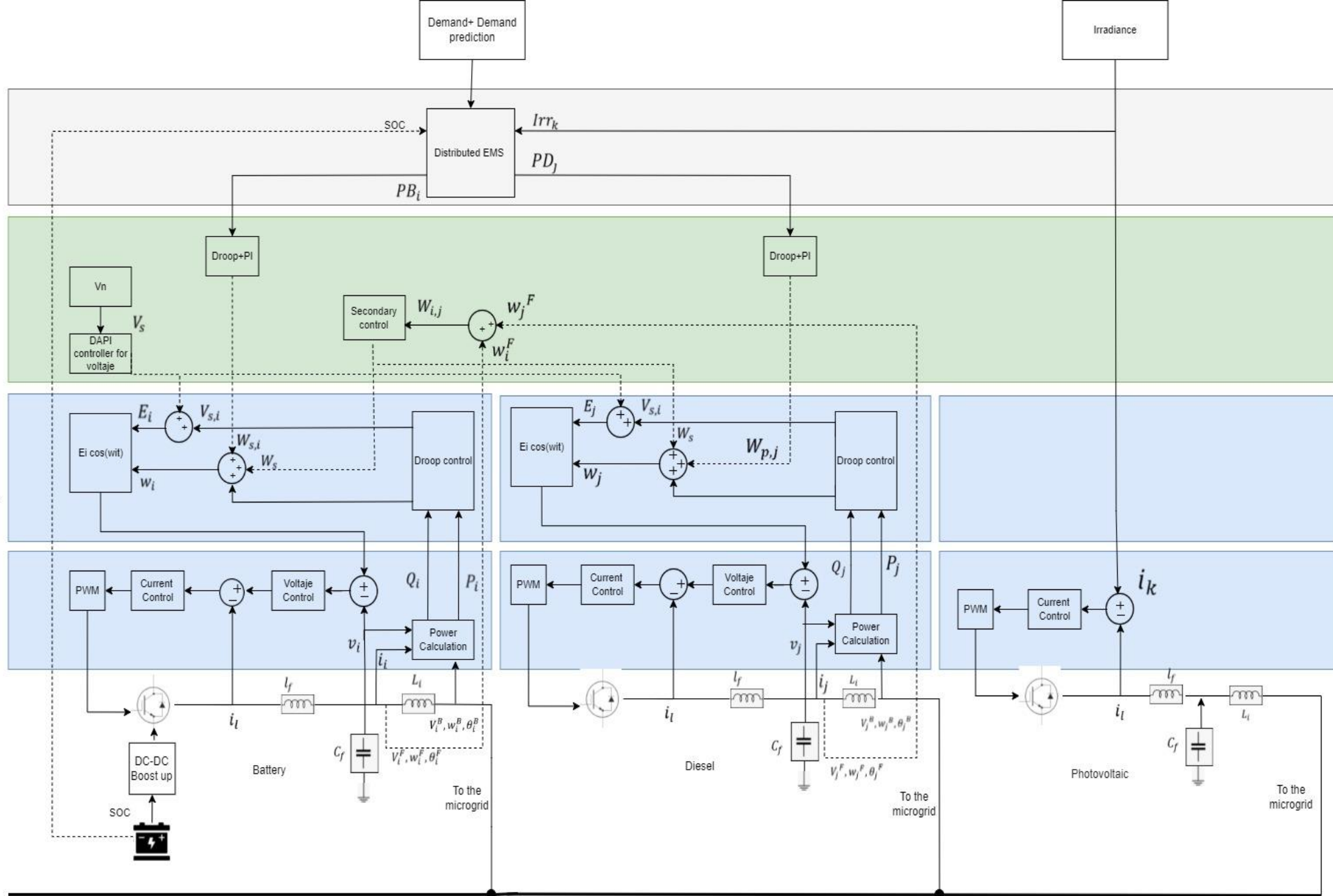
- Tiene como objetivo restaurar las variables frecuencia y voltaje a sus valores nominales cuando existe error en estado estacionario o desviación en las unidades de generación distribuida.
- Cabe recalcar que la frecuencia y el voltaje disminuyen también por el efecto de las curvas de estatismo.
- Generalmente se usa un controlador proporcional integral, cuya referencia son los valores nominales, de modo que al ser comparados con la frecuencia y amplitud del voltaje medidos en la micro-red se calcula el delta necesario



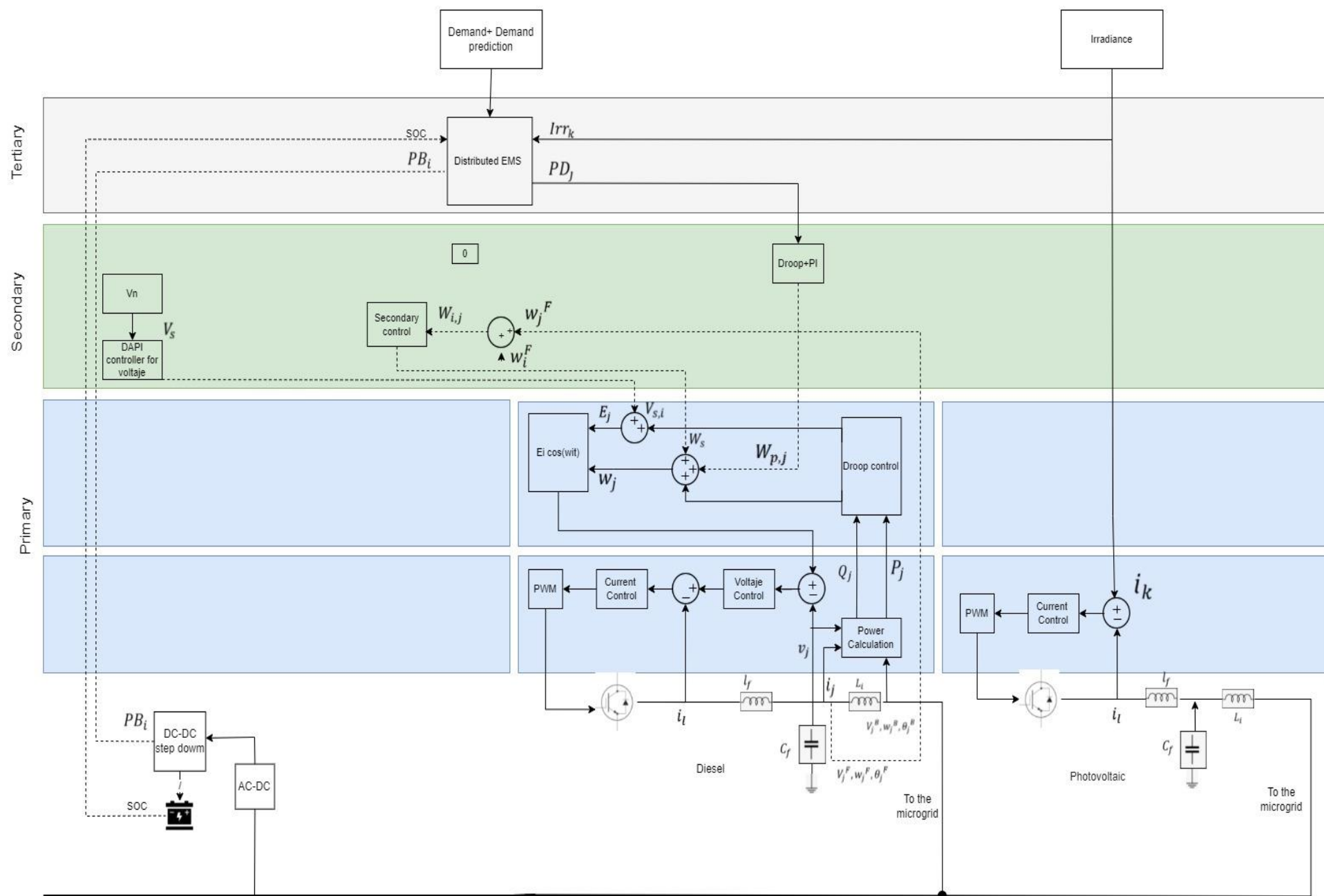
Tertiary

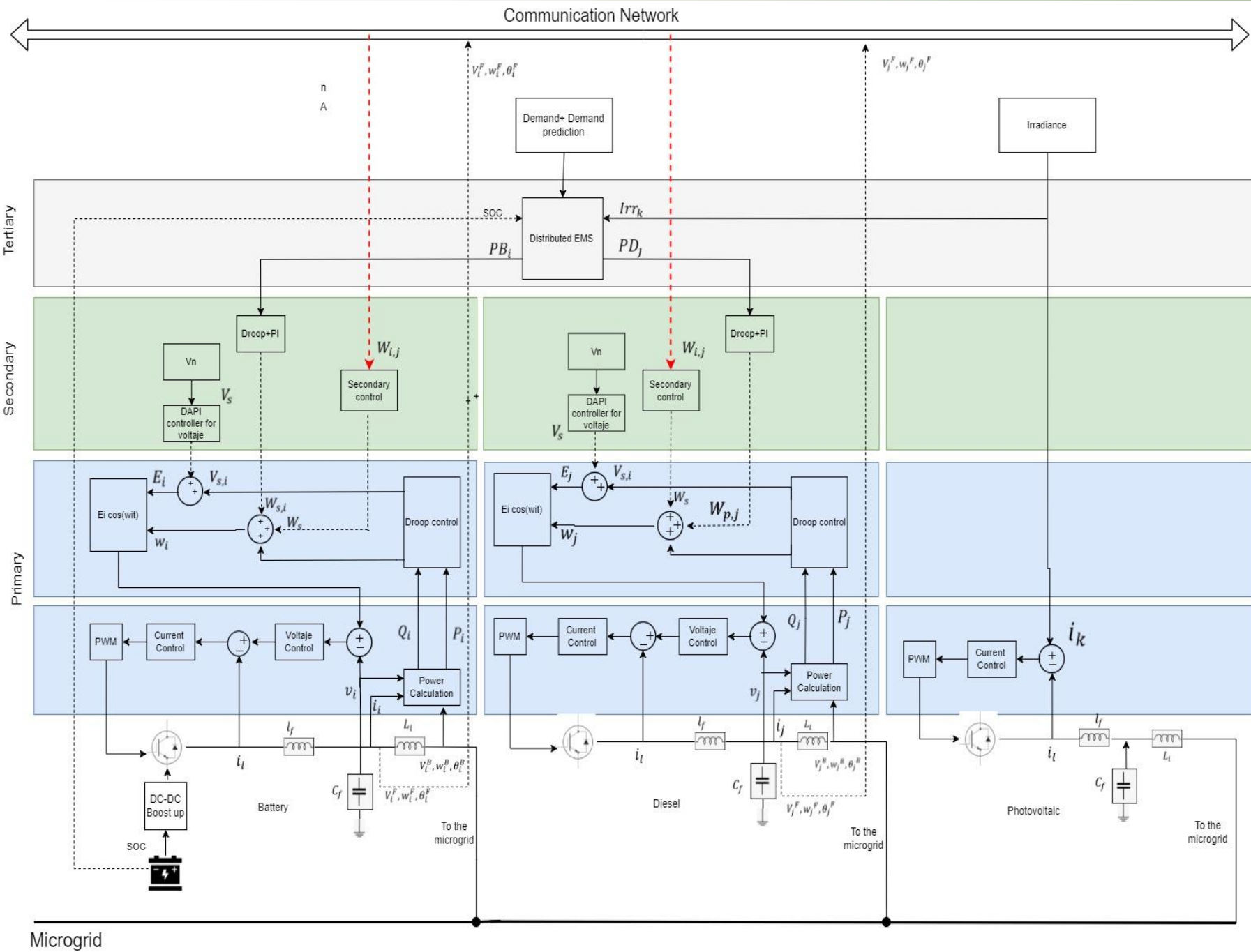
Secondary

Primary

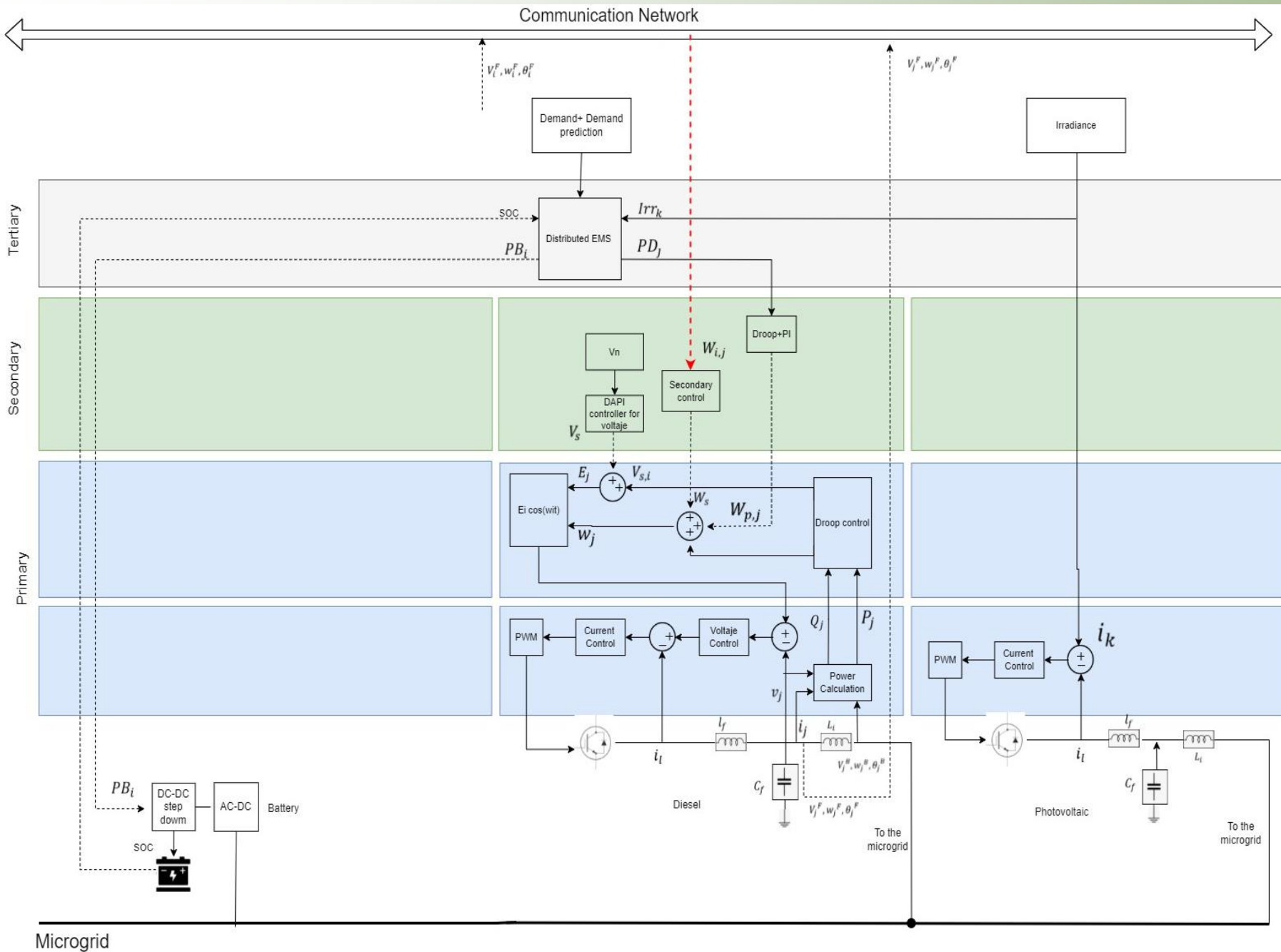


Microgrid





Microgrid



Microgrid

Arquitectura distribuida por promedios para el control secundario

$$\delta f_{DG_k} = k_{Pf} (f_{MG}^* - \overline{f_{DG_k}}) + k_{if} \int (f_{MG}^* - \overline{f_{DG_k}}) dt$$

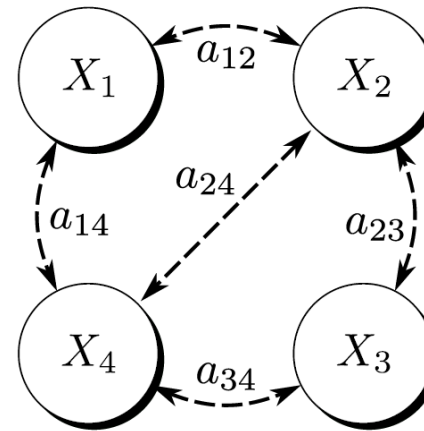
$$\overline{f_{DG_k}} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{DG_i}}{N}$$



Arquitectura distribuida basada en consensos para control secundario

$$w_i = w^* - m_i P_i + \Omega_i$$

$$k_i \dot{\Omega}_i = -(w_i - w^*) - \sum_{j \in \mathcal{N}, j \neq i} a_{ij} (\Omega_i - \Omega_j)$$



$$A = \begin{pmatrix} 0 & a_{12} & 0 & a_{14} \\ a_{12} & 0 & a_{23} & a_{24} \\ 0 & a_{23} & 0 & a_{34} \\ a_{14} & a_{24} & a_{34} & 0 \end{pmatrix}$$

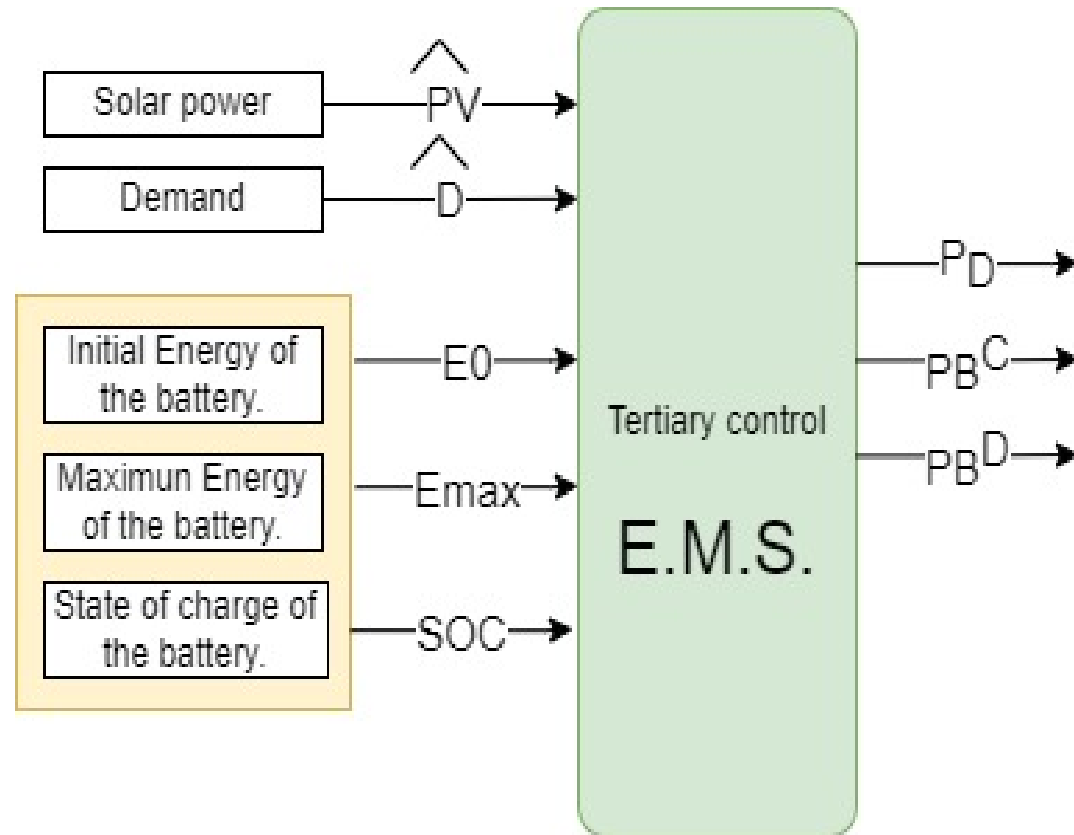


CONTROL TERCIARIO

- Se encarga de implementar esquemas para garantizar la operación de la micro-red a mínimo costo, maximizando el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables disponibles.
- Considerando las restricciones técnicas de operación de la micro-red.
- El bucle de control terciario normalmente denominado Energy Management System (EMS) se implementa con el propósito de lograr un funcionamiento óptimo en la micro-red, así otros aspectos por ejemplo la congestión, armónicos, etc.



Arquitectura del control terciario EMS propuesto.



PV Potencia planta fotovoltaica (KW)

D la demanda predicha

E0 Energía inicial de la batería (KW)

EMAX Energía máxima que puede suministrar la batería (KW).

PD potencia a suministrar por el generador diésel (KW),

PBD potencia a suministrar por el banco de baterías cuando se encuentra en modo descarga (KW),

PBC potencia que consume banco de baterías cuando se encuentra en modo carga (KW).

Función objetivo:

$$\min \left[\sum_{t=1}^T PD(t) * CO_D + \sum_{t=1}^T ENS(t) * C_{ENS} + \sum_{t=1}^T P_{PV}^C(t) * C_{curtailment} \right]$$

$PD(t)$: Potencia unidad despachable suministrada en el instante t (KW)

CO_D : Costo de operación de la unidad despachable (USD/KW)

$ENS(t)$: Energía no suministrada en el instante t (KW)

C_{ENS} : Costo de energía no suministrada (USD/KW)

$P_{PV}^C(t)$: Potencia fotovoltaica vertida en el instante t (KW)

$C_{curtailment}$: Costo por vertimiento de energía (USD/KW)



Restricciones de potencia instalada

$$P_D(T) \leq P_{D_MAX}$$

$$P_{PV}(T) \leq P_{PV_MAX}$$

$P_D(t)$: Potencia unidad despachable suministrada en el instante t (KW)

$P_{PV}(t)$: Potencia generada por la planta fotovoltaica en el instante t (KW)

P_{D_MAX} : Potencia nominal de unidad despachable (KW)

P_{PV_MAX} : Potencia nominal de la planta fotovoltaica (KW)



Restricciones del sistema BESS

$$X_C(t) + X_D(t) \leq 1$$

Donde:

$X_C(t)$: Variable de optimización binaria y relacionada al modo carga de la batería.

$X_D(t)$: Variable de optimización binaria y relacionada al modo descarga de la batería.



Restricciones del sistema BESS

$$P_{BESS}^D(t) \geq 0$$

$$P_{BESS}^C(t) \leq 0$$

$P_{BESS}^D(t)$: Potencia de descarga de las baterías (KW).

$P_{BESS}^C(t)$: Potencia de carga de las baterías (KW).

$$P_{BESS}^D(t) \leq X_D(t) * BESS_{max}$$

$$P_{BESS}^C(t) \geq -X_C(t) * BESS_{max}$$



Restricción de balance de energía

$$P_{PV}(t) + P_D(t) + P_{BESS1}^D(t) + P_{BESS2}^D(t) = Dem(t) - ENS(t) + P_{BESS1}^C(t) + P_{BESS2}^C(t)$$

$P_{PV}(t)$: Potencia fotovoltaica generada en el instante t (KW)

$P_D(t)$: Potencia unidad despachable generada en el instante t (KW)

$P_{BESS1}^D(t)$ Descarga del BESS 1 en el instante t (KW)

$P_{BESS2}^D(t)$ Descarga del BESS 2 en el instante t (KW)

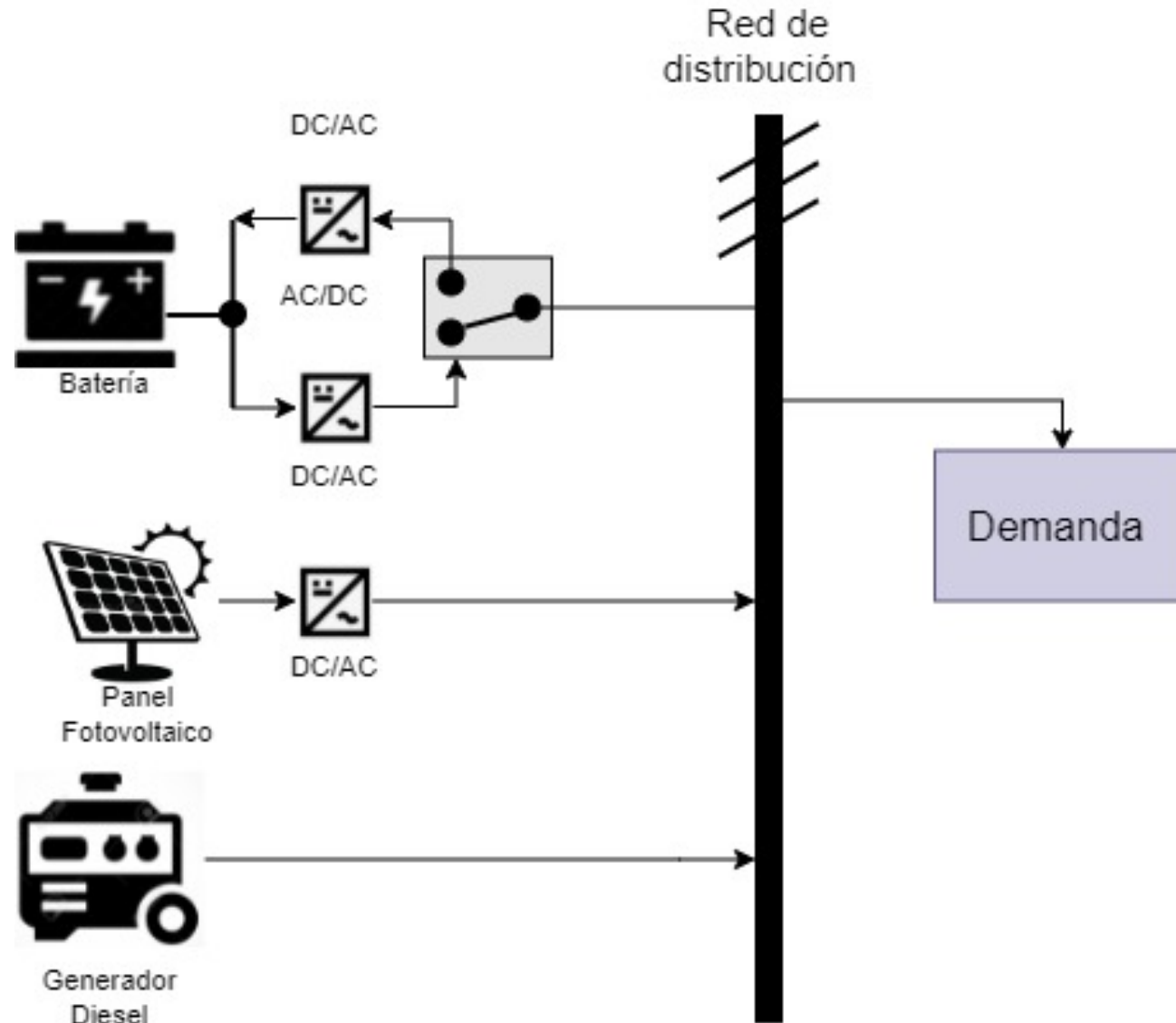
$Dem(t)$ Demanda en el instante t (KW)

$P_{BESS1}^C(t)$ Carga del BESS 1 en el instante t (KW)

$P_{BESS2}^C(t)$ Carga del BESS 2 en el instante t (KW)



Simulador micro-red ac híbrida



Unidad	Potencia instalada [KW]
Diésel	20
Fotovoltaica	4
BESS	30



Pruebas

Escenario 1: día típico perfil de irradiancia y demanda propias de la localidad

Escenario 2: día Atípico 1 Existe Demanda, baja irradiancia SOC 80%.

Escenario 3: día Atípico 2 No existe Demanda, alta irradiancia SOC 80%.

Escenario 4: día Atípico 3 No existe Demanda, alta irradiancia SOC 46%.

Escenario 5: Fallo de una unidad (desconexión BESS)



Condiciones iniciales:

Potencias
suministradas
por cada unidad

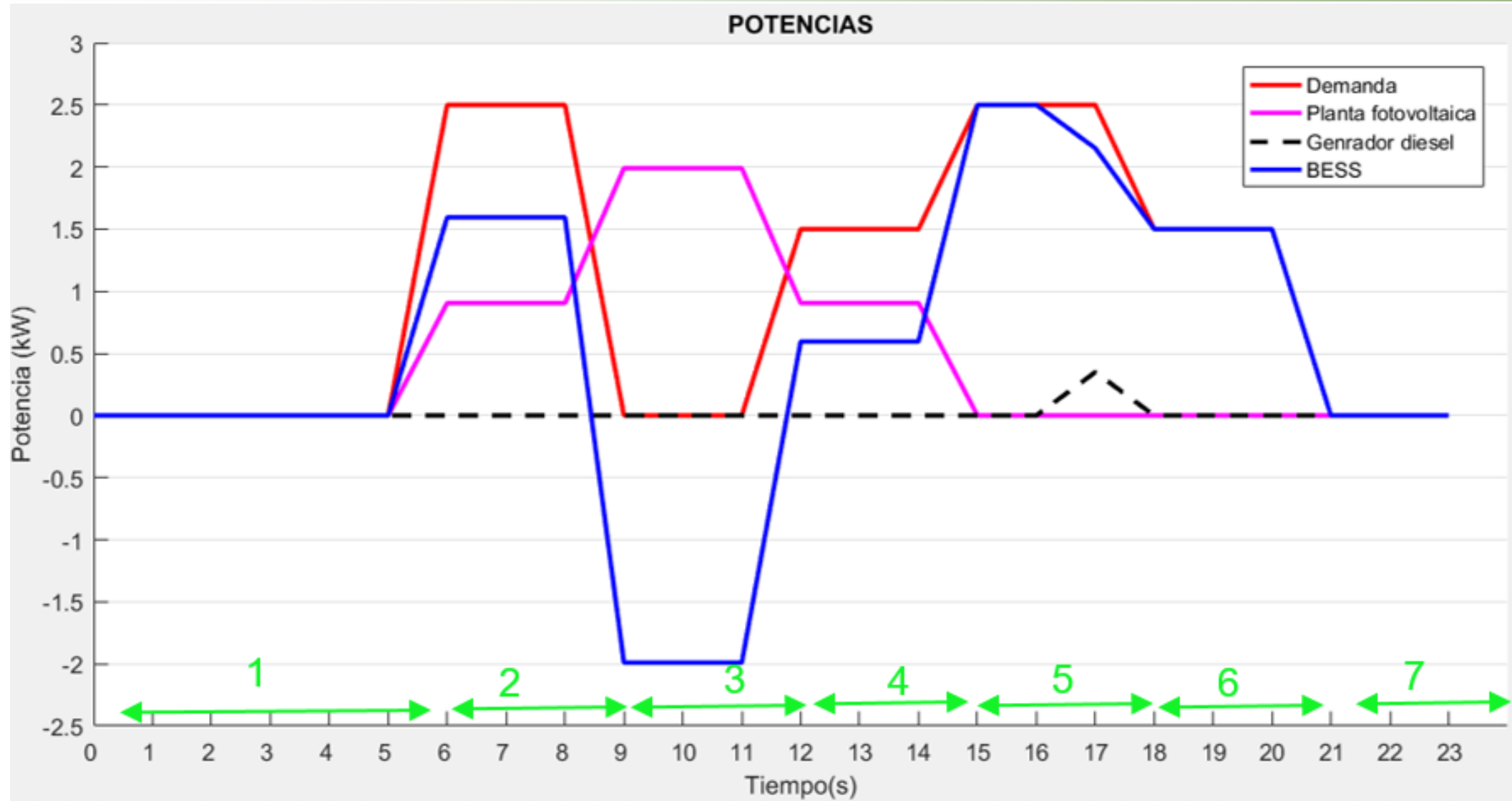
Comportamiento
batería

Frecuencia en
las barras de
acoplamiento

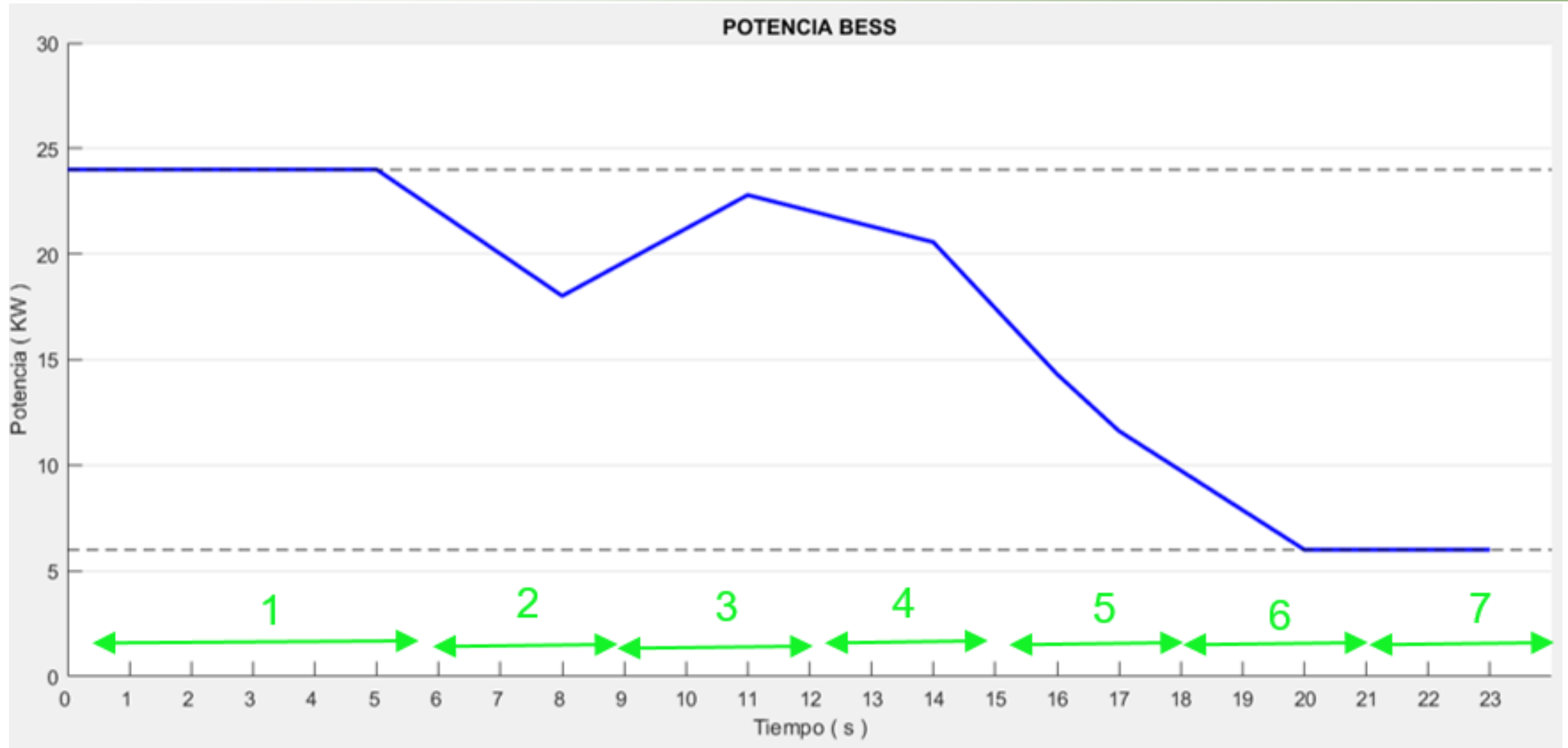
Voltaje en la
coordenada d en
las barras de
acoplamiento



Prueba off-line: Potencias de las UG

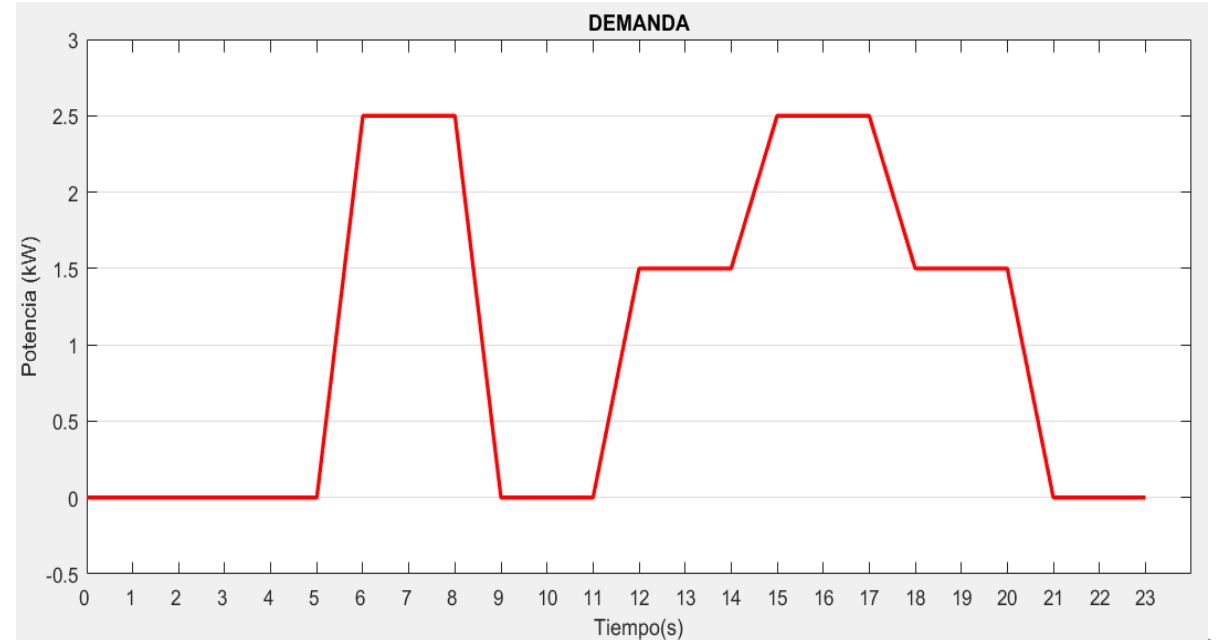
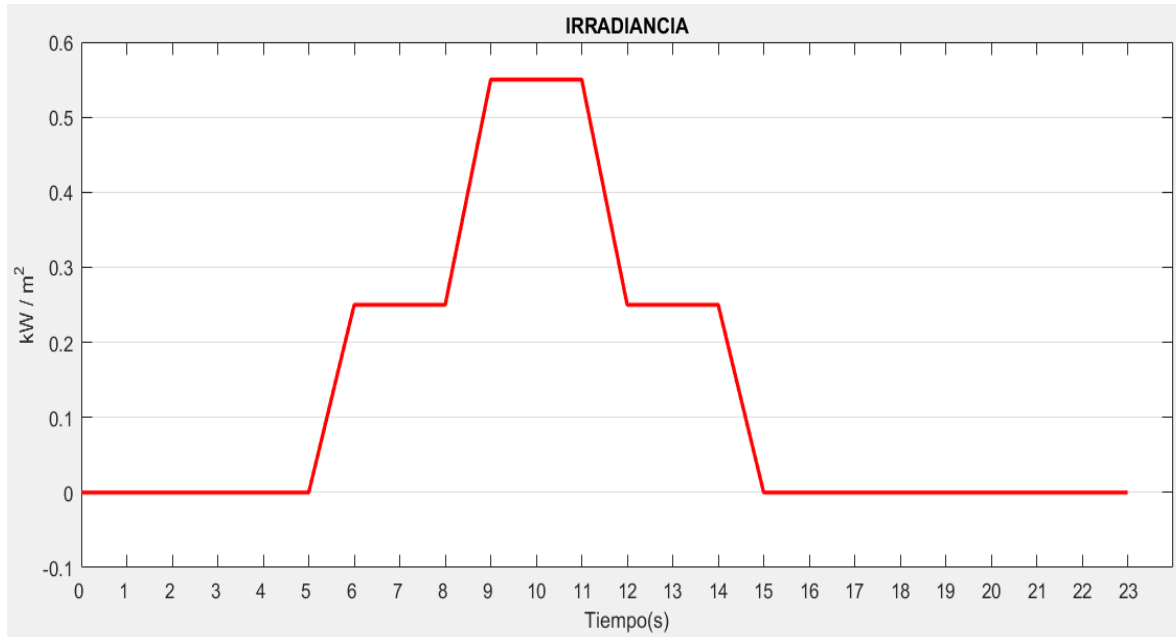


Prueba off-line: Potencia batería

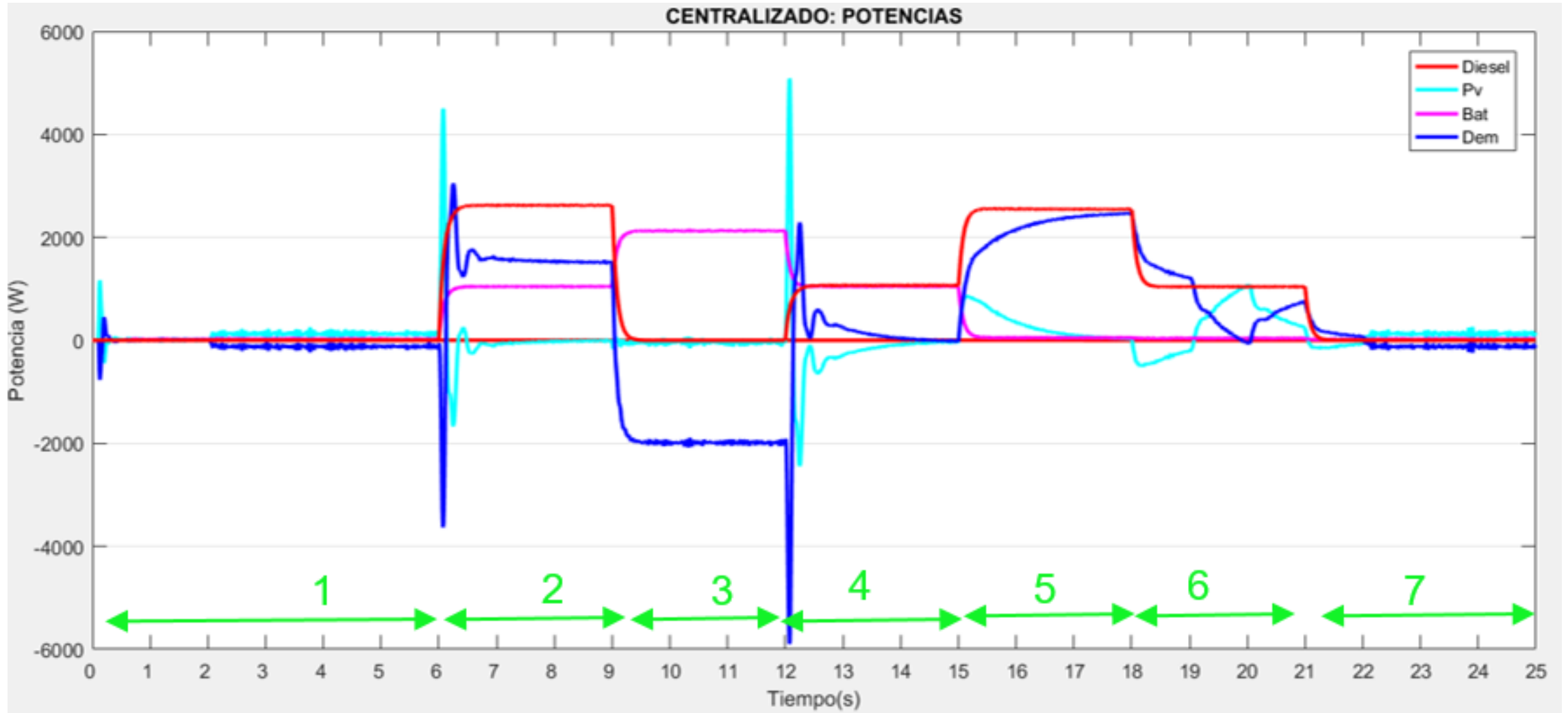


Escenario 1: día típico

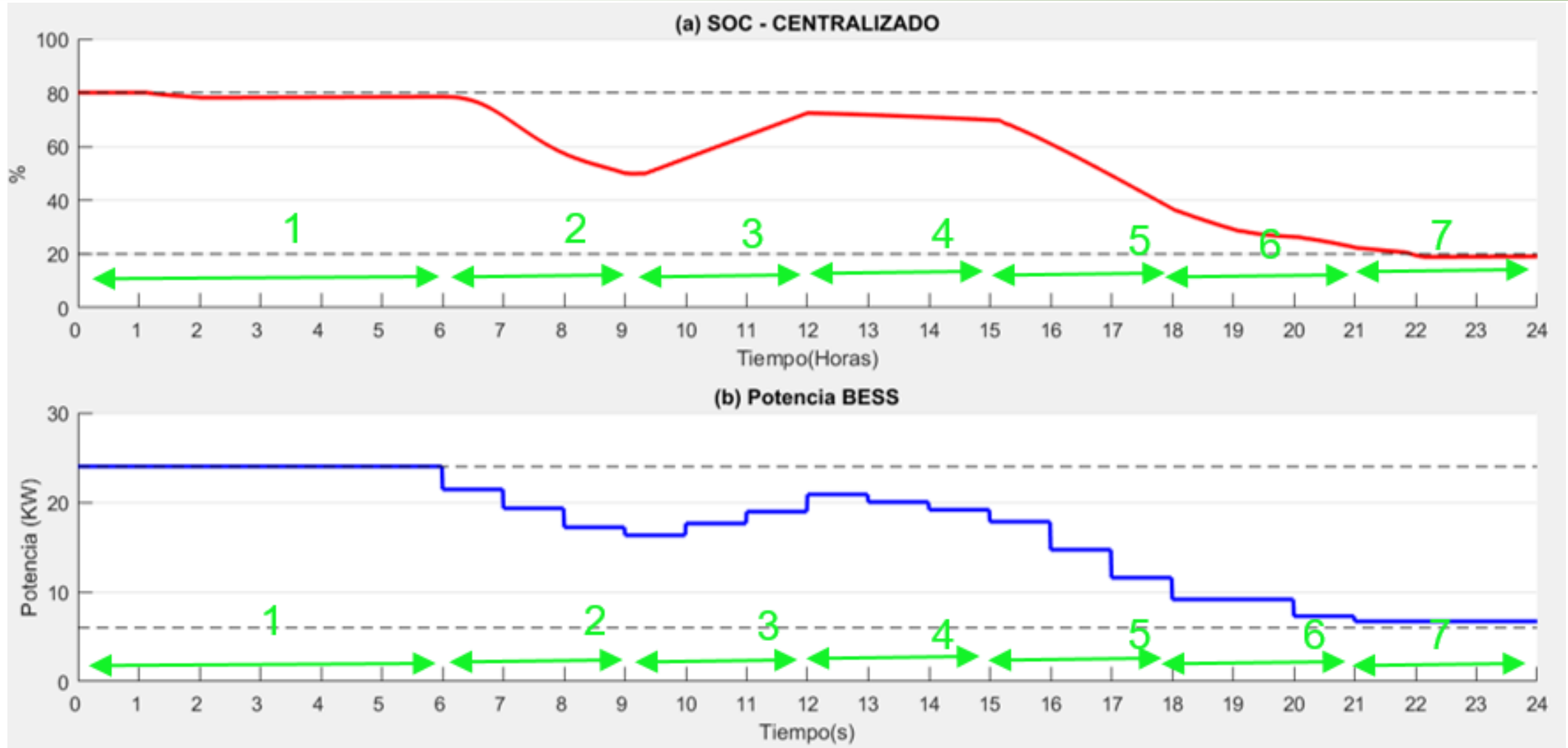
- **Control primario:** descentralizado
- **Control secundario:** centralizado – Distribuido por promedios – distribuido basado en consensos
- **Control terciario:** centralizado
- El optimizador se ejecuta en línea, cada vez que existe un cambio de demanda.



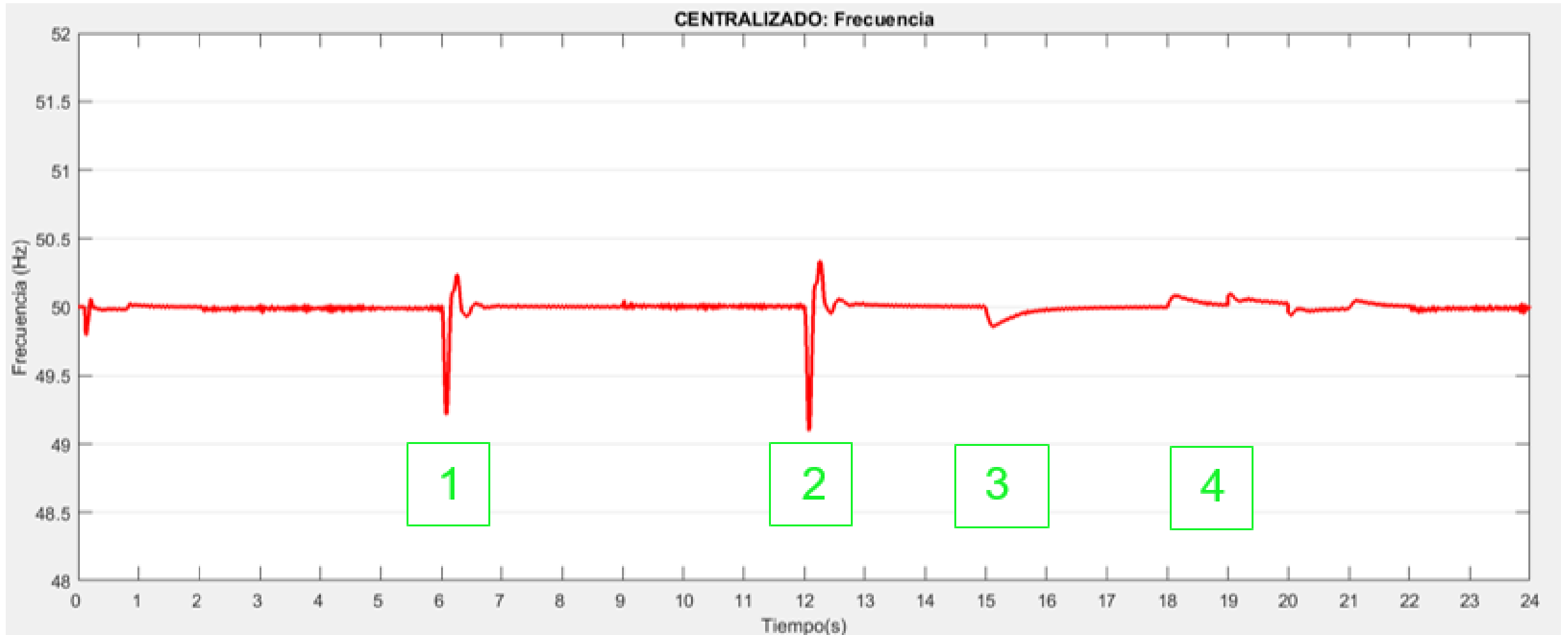
Escenario 1: día típico



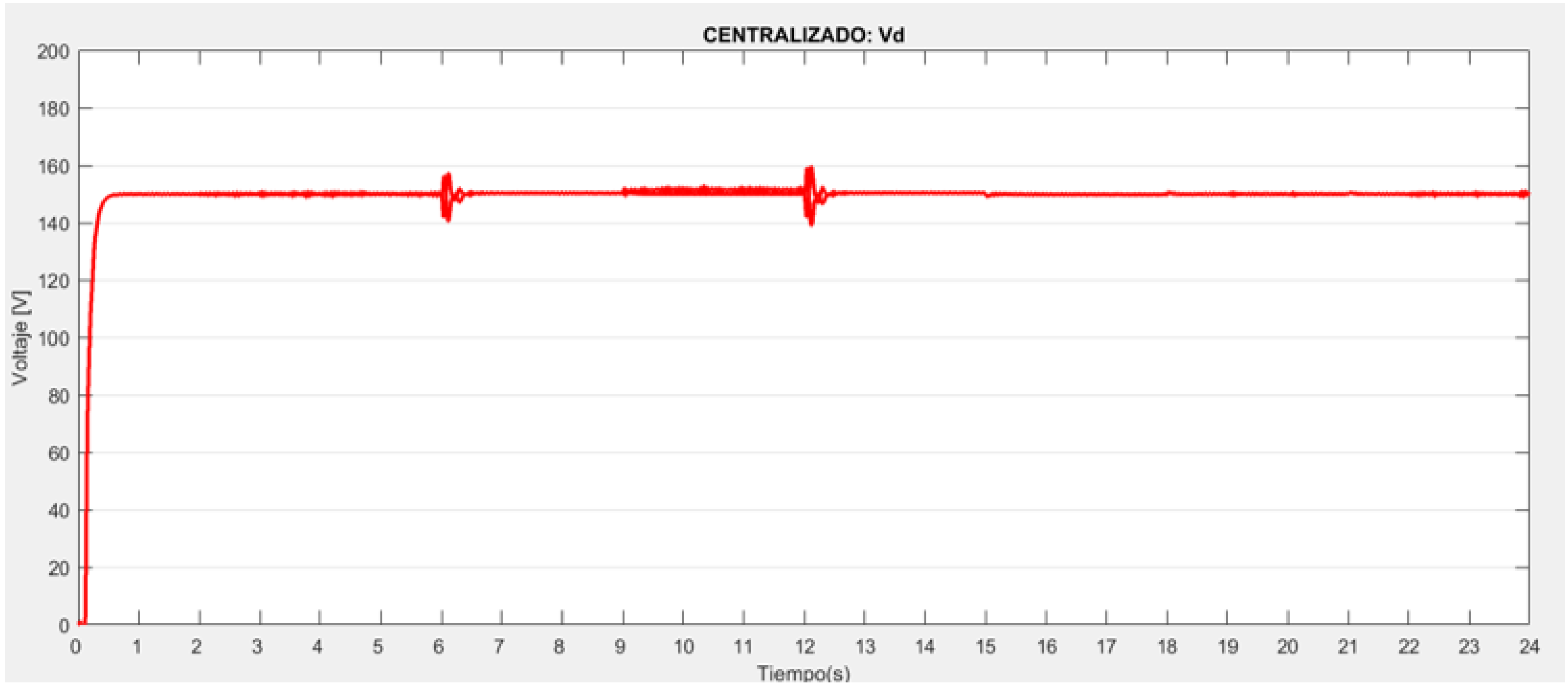
Escenario 1: día típico



Escenario 1: día típico



Escenario 1: día típico



Escenario 1: día típico

Tiempo [s]	UG	Ts [s]			ΔOS [KW]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Diésel	0.7	0.7	2	4.3	4.3	4.1
	PV	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	BESS	0.7	0.7	2	1.4	1.4	8
12	Diésel	2	2	2	5	5	5
	PV	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	BESS	2	2	2	2.1	2.1	8
15	Diésel	2	2	1	0.8	0.8	0.5
	PV	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	BESS	3	3	1	0	0	0

Tiempo [s]	Parámetro	Ts [s]			ΔOS [Hz]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Frecuencia	0.5	0.5	1	0.8	0.8	0.8
12	Frecuencia	0.5	0.5	1	0.9	0.9	0.8
15	Frecuencia	0.6	0.6	1	0.1	0.1	0.1

“C” centralizado

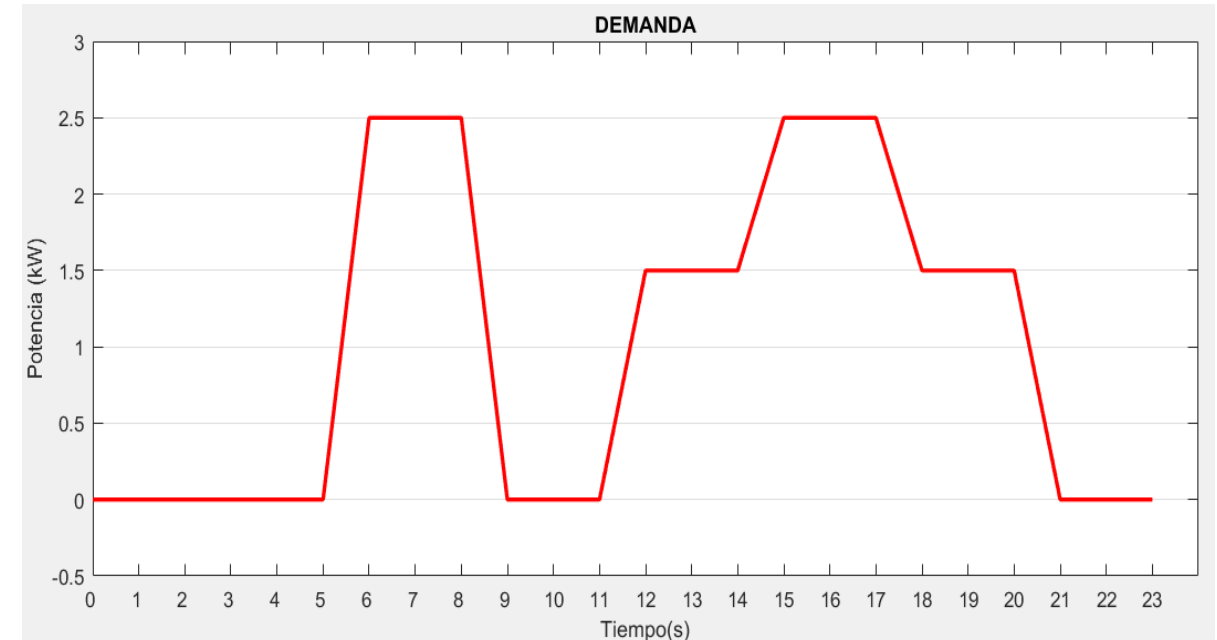
“DP” distribuido por promedios

“DC” distribuido basado en consensos.

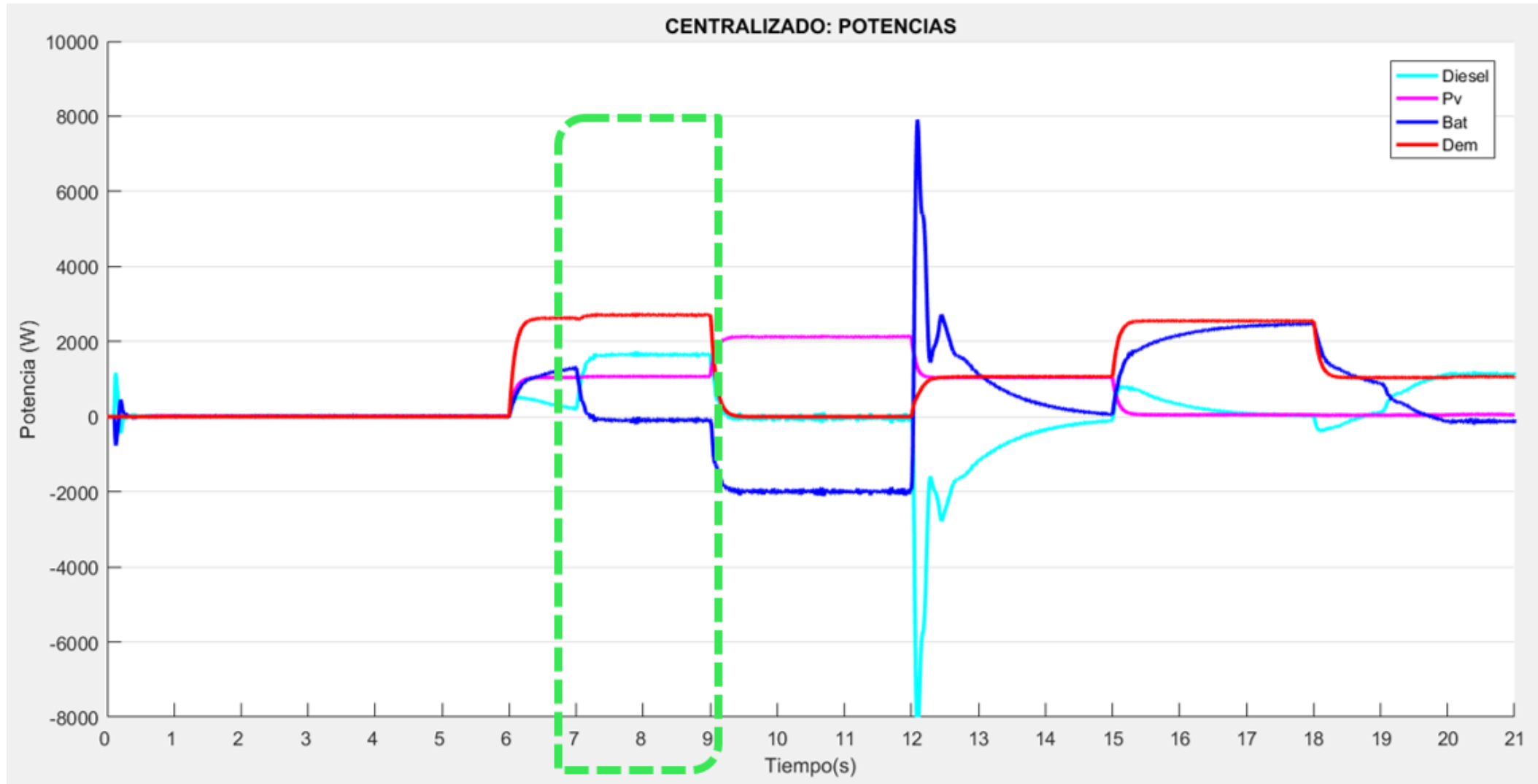


Escenario 5: fallo de una unidad

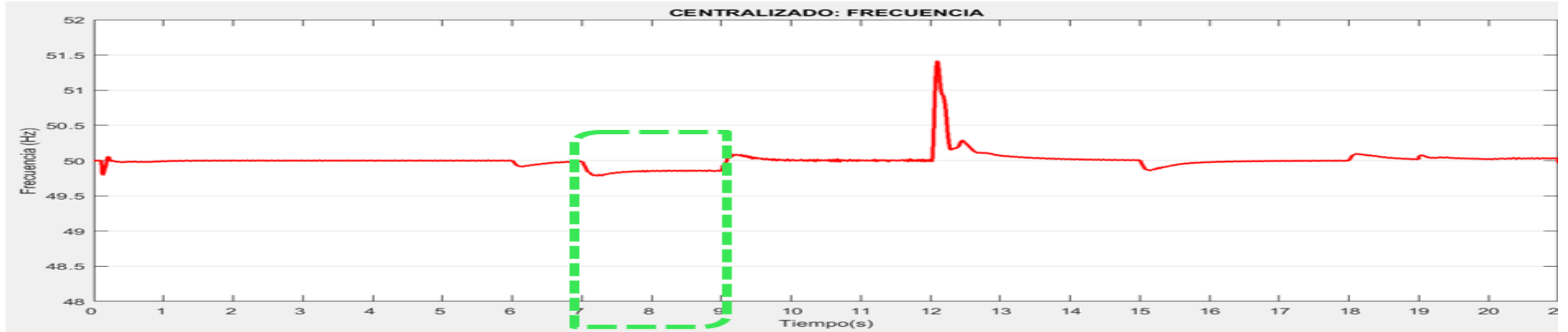
- Control primario: descentralizado
- Control secundario: centralizado – Distribuido por promedios – distribuido basado en consensos
- Control terciario: centralizado
- El optimizador se ejecuta en línea, cada vez que existe un cambio de demanda.



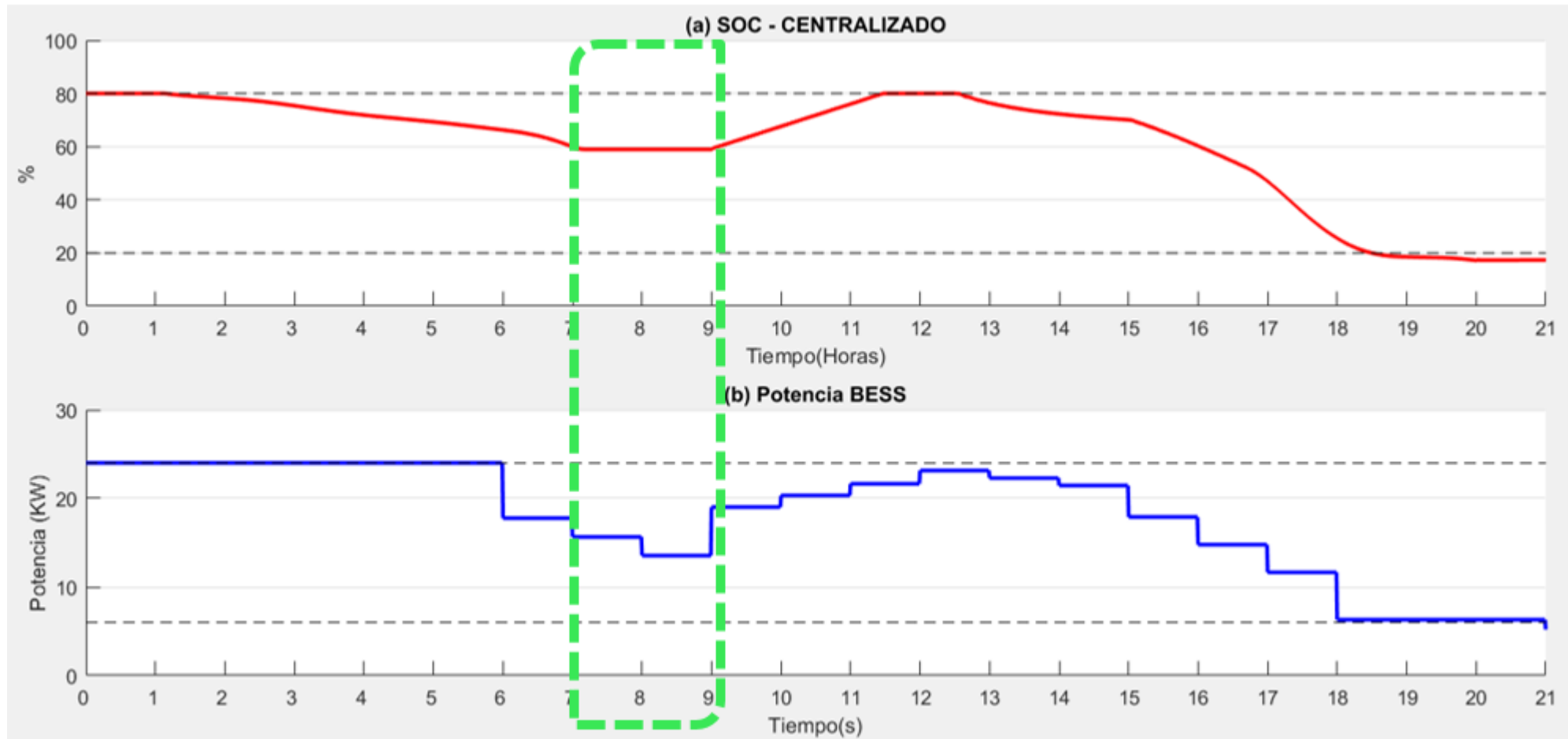
Escenario 5: fallo de una unidad



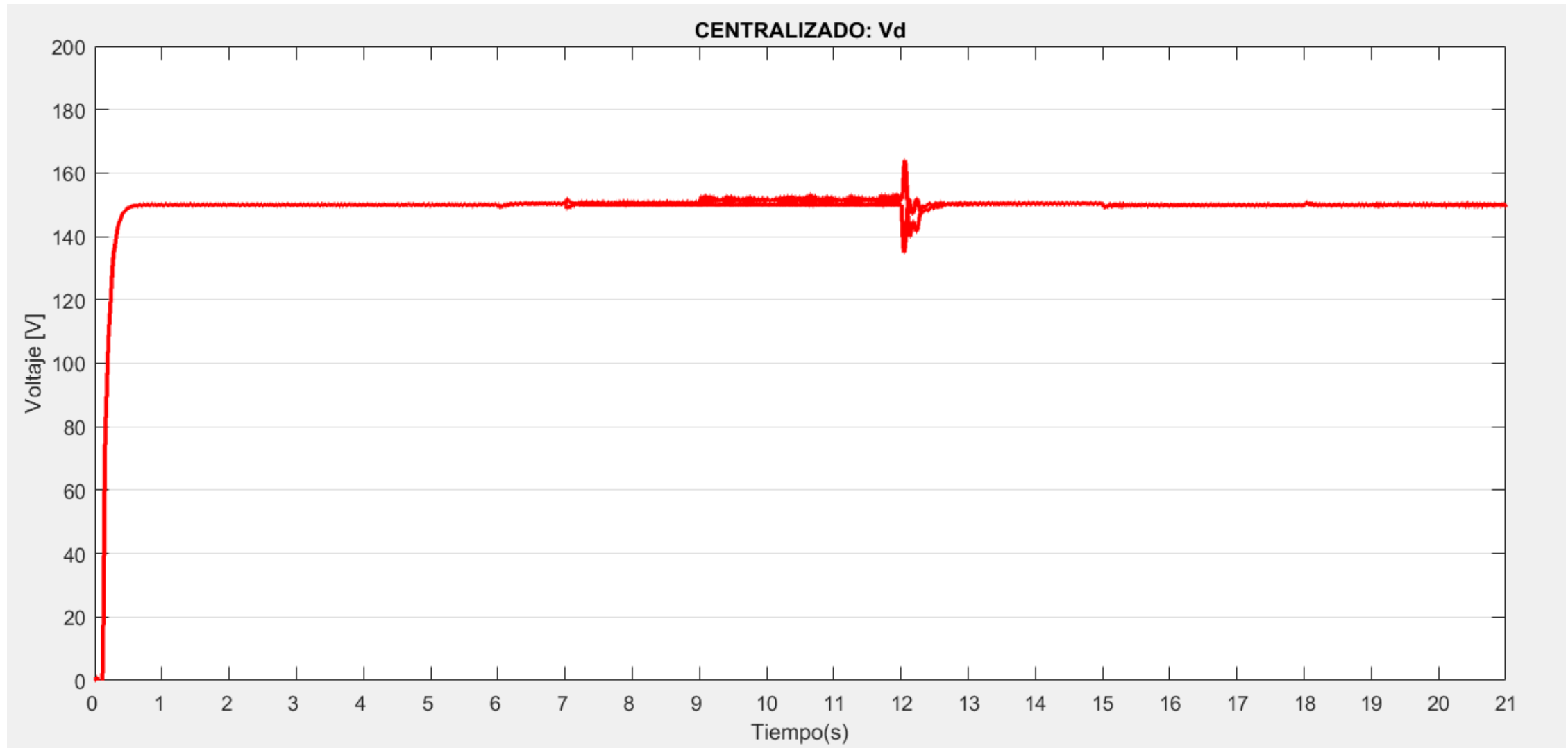
Escenario 5: fallo de una unidad



Escenario 5: fallo de una unidad



Escenario 5: fallo de una unidad



Escenario 5: fallo de una unidad

Tiempo [s]	UG	Ts [s]			ΔOS[KW]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
7	Diésel	0.2	0.2	0.2	0	0	0
	PV	0.2	0.2	0.2	0	0	0

Tiempo [s]	Parámetro	Ts [s]			ΔOS[Hz]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Frecuencia	*	0.4	0.3	*	0.1	0.1

“C” centralizado

“DP” distribuido por promedios

“DC” distribuido basado en consensos.



Conclusiones

- La simulación representó la dinámica existente en la operación real de una micro-red aislada.
- Se utilizó el modelo general de una batería de Simulink de MatLab, basado en el modelo de Shepherd. Además el bloque de Simulink permitió introducir datos del catálogo del fabricante haciéndolo un modelo versátil con el cual se pudieron ensayar varios escenarios con parámetros baterías disponibles en el mercado.
- Se diseñó un sistema de control primario con arquitectura descentralizada, tiene tres lazos de control: control de corriente, control de voltaje, en cascada, y un control droop (curvas de estatismo).
- Se implementaron tres propuestas de control secundario; (1) centralizado (2) distribuido por promedios (3) distribuido basado en consensos. La diferencia radica en la arquitectura y estrategia de control.
- El control secundario implementado con arquitectura centralizada, tiene un solo controlador PI que recibe los valores de la frecuencia medidos a salida de cada unidad de generación, en base a las cuales establece la acción de control que es trasladada al control primario de cada unidad.



Conclusiones

- El control secundario implementado con arquitectura distribuida basada en promedios, tiene un controlador PI por cada unidad de generación. Estos reciben los valores de la frecuencia medidos a la salida de cada unidad de generación, en base al promedio de estos valores se establece la acción de control que se suma al control Droop de cada unidad de generación. Cabe recalcar que N es un valor dinámico que representa las unidades en operación.
- El control secundario implementado con arquitectura distribuida basada en consensos, tiene un controlador PI por cada unidad de generación. Estos reciben los valores de la frecuencia medidos a la salida de cada unidad de generación junto con los valores de la matriz de adyacencia. En base a los valores de frecuencia y la matriz de comunicación se establece la acción de control considerando las desviaciones respecto a las otras unidades.



Conclusiones

- Para validar los algoritmos de control propuestos, se probaron 5 escenarios con distintas potencias de demanda, valores de irradiancia y condiciones de energía inicial del banco de baterías. Para cada combinación se probó el control secundario con 3 arquitecturas; (1) centralizado, (2) distribuido por promedios y (3) distribuido basado en consenso. En todos los casos se mantuvo el mismo control primario de arquitectura descentralizada y control terciario de arquitectura centralizada.
 - Al probar el desempeño de la micro-red en un día típico, las unidades se activaron para satisfacer la demanda energética. La prioridad fue utilizar la potencia de la unidad basada en energías renovables, en nuestro caso la planta fotovoltaica, y en los periodos con excedentes se almacenó energía en las baterías que operaban en modo carga y que conmutaron a modo descarga en los picks de demanda, mientras que la unidad de generación diésel se conectaba solo para compensar la potencia faltante. Además el optimizador garantizó que la batería trabaje con un SOC entre el 20% al 80%.



Conclusiones

- Al probar el desempeño de la micro-red con las condiciones del día atípico 1, es decir cuando existe baja irradiancia como ocurría en un día nublado, la planta fotovoltaica no genera potencia (0[KW]) y si la batería tiene energía acumulada (un SOC del 80% como condición inicial) el BESS precisa a que la batería opere en modo descarga para hacerse cargo de toda la demanda energética, garantizando el suministro ininterrumpido de energía en la micro-red aislada.
- Al probar el desempeño de la micro-red con las condiciones del día atípico 2, es decir si se tiene alta irradiancia, la planta fotovoltaica proporciona su potencia nominal, pero si la demanda es 0[KW], y si la batería tiene energía acumulada (un SOC del 80% como condición inicial) el BESS opera en modo stand by, por lo que existe vertimiento que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel. Es un escenario que no se espera pero fue necesario probar para validar los algoritmos de control implementados. Se puede notar que los controladores responden adecuadamente frente a un escenario complejo (vertimiento) manteniendo la estabilidad y operación de la micro-red.



Conclusiones

- Al probar el desempeño de la micro-red con las condiciones del día atípico 3, es decir si la demanda es 0[KW], alta irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produce 2[KW] y el SOC como condición inicial un 46%, la energía de la batería al estar dentro del rango preestablecido del 20% al 80%, el optimizador precisó la operación de la batería en modo carga. A fin de mantener o prolongar la vida de la batería manteniendo el rendimiento total del sistema.



Conclusiones

- Una condición que presenta una micro-red en operación isla es la conexión y desconexión de las unidades de generación, por lo que se probó la condición plug and play del BESS. Frente a la desconexión del banco de baterías, la potencia suministrada por las otras unidades de generación que componen la micro-red satisfacen la demanda ante un fallo. Al analizar las desviaciones de las potencias entregadas se tiene que los tiempos de establecimiento de 0.2 segundos y no presentan picks. Porque para todos los casos se mantiene el mismo control en el nivel primario y terciario. Pero la robustez de los controles secundarios con arquitectura distribuida se evidencia en el restablecimiento de la frecuencia. Es decir con el control secundario con arquitectura centralizada en el lapso de duración del fallo la frecuencia se disminuye 0.25 [Hz] del valor nominal y se mantiene con error en estado estable. Mientras que el algoritmo de control secundario distribuido por promedios y basado en consensos, restablece la frecuencia a su valor nominal con un sobre impulso de 0.1 [Hz] y un tiempo de establecimiento de 0.4 y 0.3 [segundos] respectivamente.



Conclusiones

- ✓ Al probar el desempeño de la micro-red con las condiciones del día atípico 3, es decir si la demanda es 0[KW], alta irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produce 2[KW] y el SOC como condición inicial un 46%, la energía de la batería al estar dentro del rango prestablecido del 20% al 80%, el optimizador precisó la operación de la batería en modo carga.
- ✓ Una condición que presenta una micro-red en operación isla es la conexión y desconexión de las unidades de generación, por lo que se probó la condición plug and play del BESS. Frente a la desconexión del banco de baterías, la potencia suministrada por las otras unidades de generación que componen la micro-red satisfacen la demanda ante un fallo. Al analizar las desviaciones de las potencias entregadas se tiene que los tiempos de establecimiento de 0.2 segundos y no presentan picks. Porque para todos los casos se mantiene el mismo control en el nivel primario y terciario. Pero la robustez de los controles secundarios con arquitectura distribuida se evidencia en el restablecimiento de la frecuencia. Es decir con el control secundario con arquitectura centralizada en el lapso de duración del fallo la frecuencia se disminuye 0.25 [Hz] del valor nominal y se mantiene con error en estado estable. Mientras que el algoritmo de control secundario distribuido por promedios y basado en consensos, restablece la frecuencia a su valor nominal con un sobre impulso de 0.1 [Hz] y un tiempo de establecimiento de 0.4 y 0.3 [segundos].



Recomendaciones

- Para probar la funcionalidad del sistema se estableció un escenario, con las siguientes condiciones: demanda 0[KW], alta irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produzca 2[KW] y el SOC como condición inicial se fija en el 80%. La batería al estar cargada opera en modo stand by, existe vertimiento que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel. Por lo que se recomienda evitar este escenario o utilizar cargas muertas para disipar esta energía.
- Evitar que el tiempo la conmutación entre modo carga y descarga, o viceversa, de la batería sea menor que 3 segundos, ya que el método usado para la reconexión de las unidades de generación, tarda 2 segundos en alcanzar la frecuencia de la red de distribución.



Recomendaciones

- Antes de iniciar la simulación de la operación de la micro red, utilizar la línea de comando `addpath(fullfile(getenv('XPRESSDIR'),'matlab'))` en el Command Window de MATLAB para agregar el directorio Xpress matlab de modo que el controlador de E/S Mosel pueda intercambiar datos con Simulink.
- A la micro-red implementada mediante simulación en este trabajo se le pueden añadir más Baterías, con las mismas estrategias de control, pero se requiere una capacidad computacional más alta, por lo que si se añaden más unidades, se debe simular en una computadora de alto rendimiento (HPC)
- Si la potencia de demanda supera la potencia máxima permitida por el control doop, se tendrá inestabilidad en toda la micro-red. Por lo que la capacidad nominal de las unidades de generación deben ser superior al pick máximo de potencia de demandada.





ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

