

MICRORREDES COOPERATIVAS CON FUNCIONALIDADES AVANZADAS: FLEXIBILIDAD Y RESILIENCIA

Félix García Torres, Responsable del Laboratorio de Microrredes, Centro Nacional del Hidrógeno

Javier Tobajas, Ingeniero Unidad de Aplicaciones, Centro Nacional del Hidrógeno

Jesús Martín, Ingeniero Unidad de Gestión de Proyectos, Centro Nacional del Hidrógeno

Emilio Nieto, Director General, Centro Nacional del Hidrógeno

Resumen: El presente trabajo se enmarca dentro del proyecto INTERREG SUDOE IMPROVEMENT que tiene por objeto la instalación de microrredes en instalaciones y edificios públicos con cargas críticas. Dado el tamaño de las instalaciones, se propone la estructura de microrredes cooperativas en lugar de una única microrred para la integración de renovables. A tenor del almacenamiento previsto, dichas instalaciones pueden ser puntos de resiliencia y flexibilidad para la propia red eléctrica. Se ha desarrollado un software basado en control predictivo distribuido que, garantizando el abastecimiento de cargas críticas durante un periodo comprometido, también permita dar soporte de flexibilidad al operador del sistema

Palabras clave: Microrredes, Almacenamiento Híbrido de Energía, Hidrógeno, Cargas Críticas.

INTRODUCCIÓN

El proyecto IMPROVEMENT tiene como objeto la integración de microrredes combinadas de calor, frío y electricidad en entornos con cargas críticas. Por razones sanitarias en hospitales, por consideraciones de ensayo científico en universidades y centros de investigación, o por razones de seguridad en instalaciones militares, estaciones de transporte y aeropuertos, pérdidas en la calidad y continuidad de suministro pueden originar pérdidas no sólo de índole económico.

En muchas ocasiones, la extensión de estos recintos hace que la solución adoptada no puede estar tan sólo compuesta por una sola microrred sino por varias. Además, en muchas ocasiones, estos edificios pueden tener una entidad propietaria común, por lo que su optimización debe estar sujeta a la cooperación. El nivel de energía almacenada para la resiliencia de este tipo de recintos requeriría de grandes superficies destinadas a almacenamiento si la solución tan sólo estuviera basada en baterías. Por lo que, se opta por un sistema de almacenamiento híbrido en forma de baterías e hidrógeno. La gran capacidad de almacenamiento disponible puede hacer atractiva su apertura a mercados de

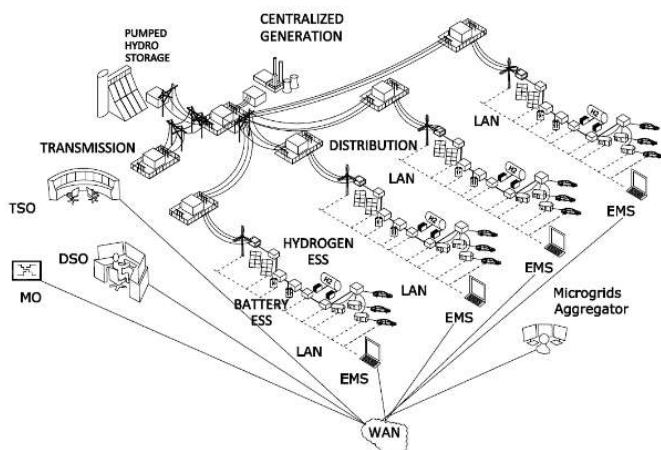


Figura 1. Estructura de microrredes cooperativas

flexibilidad como un modelo de negocio de importante consideración, y puede asimismo ser un recurso de gran utilidad para los operadores del sistema en el paradigma de alta penetración de energía renovables previsto por la Unión Europea en un horizonte temporal no distante. En la Figura 1, se muestra el esquema de una instalación de microrredes cooperativas que interactúa con el operador de mercado y del sistema.

GESTIÓN DE LA RESILIENCIA

Para la gestión de la resiliencia en las microrredes se ha desarrollado un algoritmo de control usando técnicas de control predictivo estocástico basado en el modelo, desarrollando un algoritmo de control cuyo diagrama de bloques se presenta en la Figura 2. Está compuesto por cuatro bloques. El primero de ellos realiza una predicción de la energía generada en la microrred tanto fotovoltaica como eólica (P_{pv} , P_{wt}), la predicción de precios tanto de compra como venta de energía (Γ_{pur} , Γ_{sale}) en el mercado diario, y el consumo estimado de carga tanto crítica como no crítica (P_{load} , P_{cri}). El segundo de ellos, gestiona la evolución de las variables de estado $x = [SOC, LOH]$ de la microrred (definidas como aquellas que su valor en cada instante está ligado al anterior), compuestas por el estado de carga de las baterías y el nivel de hidrógeno almacenado. El bloque de optimización, Resilience MPC, se basa en una estructura de control

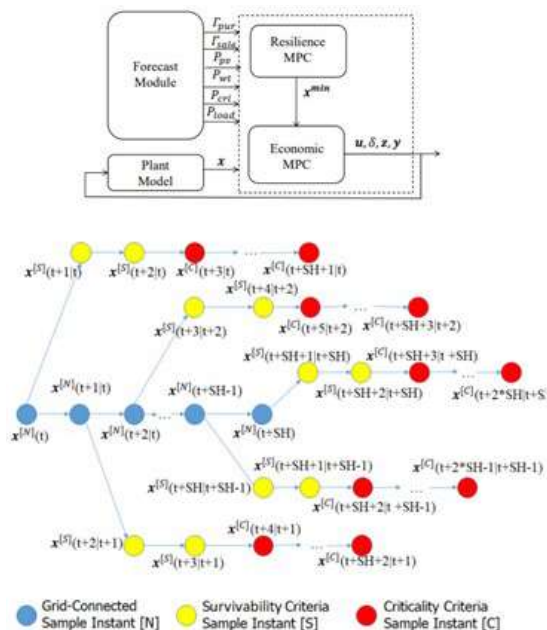


Figura 2. Estructura de control para gestión de la resiliencia

horas desde el instante en que se pierde la conexión con la red distribuidora de electricidad. En la *Figura 2*, se presenta el árbol de escenarios para una optimización de la microrred durante los 24 instantes horarios del mercado diario. Las salidas del controlador están compuestas por un vector de variables de optimización continuas $\mathbf{u} = [P_{bat}, P_{elz}, P_{fc}, \alpha_{gen}]$, compuesto por la planificación horaria de potencias en el mercado diario de las baterías, electrolizador. Por último, se introduce una variable del control de la generación para en el caso de saturar los sistemas de almacenamiento no funcional en el punto de máxima generación, en el caso de que la microrred haya perdido la conexión con la red de distribución. El controlador calcula una serie de variables lógicas $\delta = [\delta_{ch}, \delta_{dis}, \delta_{elz}, \delta_{fc}, \delta_{pur}, \delta_{sale}, \delta_{cur1}, \dots, \delta_{cur10}]$, compuestas por las variables lógicas para diferenciar la carga y descarga de las baterías, las señales para activar el electrolizador y la pila de combustible, las variables lógicas para diferenciar si la potencia intercambiada con la red es vendiendo o comprando. Finalmente, el algoritmo de optimización de la resiliencia en la microrred gestiona mediante 10 niveles de prioridad el corte de cargas no críticas en caso de ser necesario. El controlador da como resultado de la optimización variables formadas por el producto mixto de variables lógicas y continuas $\mathbf{z} = [z_{ch}, z_{dis}, z_{elz}, z_{fc}, z_{sale}, z_{pur}]$ y, al final, obtiene las variables de salida de la microrred $\mathbf{y} = [P_{grid}]$.

En la *Figura 2*, se observa la función de coste que se optimiza por cada escenario de predicción, donde SH indica el horizonte de planificación usado en el escenario normal de optimización de la microrred en el mercado diario de energía $SH=24$, usando la nomenclatura [s] para cada escenario dado por el árbol de escenarios. Como se puede ver en cada escenario del árbol de escenarios, es posible una transición de modo conectado a red a aislado en cualquiera de los instantes de control. La función de coste establecida a la derecha de la *Figura 2*, optimiza el nivel mínimo de energía almacenada en forma de hidrógeno o en carga de baterías, en el instante considerado por el escenario para la transición de modo conectado a modo aislado. Optimizando de igual forma los procesos de venta o compra de energía, gestionando los cortes de cargas no críticas según niveles de prioridad establecidos, o gestionando el nivel de corte de generación. De la misma forma, tiene en cuenta los procesos relativos al ciclado de cargas de las baterías, o bien minimiza altos valores de potencia en la carga y descarga de las baterías para evitar la degradación de las mismas. En lo que respecta a los sistemas de hidrógeno, el algoritmo de control minimiza el número de horas en el que está encendido el electrolizador y la pila de combustible δ_{α} , o bien los arranques y paradas de estos dispositivos σ_{α} . El término ϑ_{α} hace referencia a las variaciones de potencia en el electrolizador o la pila de combustible en todos aquellos instantes distintos a los relacionados con el arranque y parada de estos dispositivos.

$$\begin{aligned}
 J^{[s+1]} = & T_s \left(w_{SOC} \cdot SOC^{[j]}(t_j) + w_{LOH} \cdot LOH^{[j]}(t_j) + \right. \\
 & \underbrace{\sum_{k=1}^{k=SH+j} \left(-\Gamma_{sale}^{DM}(t_k) \cdot \alpha_{sale}^{[j]}(t_k) + \Gamma_{pur}^{DM}(t_k) \cdot \alpha_{pur}^{[j]}(t_k) \right)}_{\text{Minimum Storage Level Calculus}} \\
 & \underbrace{+ 10 \cdot \max(\Gamma_{sale}^{DM}(t_k \leq t_j)) \cdot \alpha_{cur_gen}^{[j]}(t_k)}_{\text{Grid Exchange RevenueCost}(J_{grid})} \\
 & \underbrace{+ \sum_{i=1}^{i=10} \left((10+i) \cdot \Gamma_{cur}^{DM}(t_k) \cdot \delta_{cur_load}^{[j]}(t_k) \right)}_{\text{Generation Curtailment Cost}} \\
 & \underbrace{+ \frac{CC_{bat}}{2 \cdot \text{Cycles}_{bat}} \sum_{\alpha=ch,dis} \left(\alpha_{bat,\alpha}^{[j]}(t_k) \right)^2}_{\text{Load Curtailment Cost}} \\
 & \underbrace{+ \sum_{\alpha=ch,dis} \left(\text{Cost}_{degr,\alpha} \cdot \left(\alpha_{bat,\alpha}^{[j]}(t_k) \right)^2 \right)}_{\text{Batteries Cycling Cost}} \\
 & \underbrace{+ \sum_{\alpha=ch,fc} \left(\left(\frac{CC_{\alpha}}{\text{Hours}_{\alpha}} + \text{Cost}_{degr,\alpha} \right) \cdot \delta_{\alpha}^{[j]}(t_k) \right)}_{\text{Batteries ESS Degradation}} \\
 & \underbrace{+ \text{Cost}_{start,\alpha} \cdot \sigma_{\alpha}^{[j]}(t_k) + \text{Cost}_{degr,\alpha} \cdot \left(\delta_{\alpha}^{[j]}(t_k) \right)^2}_{\text{Hydrogen ESS Hourly Cost Use}} \\
 & \left. + \text{Cost}_{degr,\alpha} \cdot \left(\delta_{\alpha}^{[j]}(t_k) \right)^2 \right) \underbrace{\quad}_{\text{Hydrogen ESS Degradation}}
 \end{aligned} \tag{1}$$

predictivo estocástico basada en el modelo. En él, el controlador calcula el nivel mínimo de energía almacenada para cumplir con los criterios de supervivencia y criticidad de la instalación. Se define el criterio de *supervivencia* como el tiempo en el que la microrred, sin estar conectada a la red eléctrica, podría abastecer a todas las cargas de la microrred. El criterio de *criticidad* se define como el tiempo en el que la microrred tendría que abastecer tan sólo a las cargas críticas. En nuestro caso de estudio se define un tiempo de supervivencia de dos horas y de criticidad de 24

SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD EN MICRORREDES COOPERATIVAS

Una vez establecidos los niveles mínimos de energía tanto de las baterías como del depósito de hidrógeno, las microrredes realizan su planificación en el mercado diario primero mediante una estrategia de optimización cooperativa basada en técnicas de control predictivo basado en el modelo. El primer paso del algoritmo de optimización se basa en optimizar cada una de las microrredes en el mercado diario como sistemas no cooperativos minimizando la función de coste expresada en (2). Posteriormente, las microrredes buscan intercambiar energía entre ellas mediante la conversión del problema “local” en problema “global” (refiriéndose “local” al hecho de que una microrred funcione como sistema que no interactúa con el resto de microrredes vecinas, y “global” cuando intercambia energía con el resto de microrredes de una misma “network” o red de microrredes interconectadas).

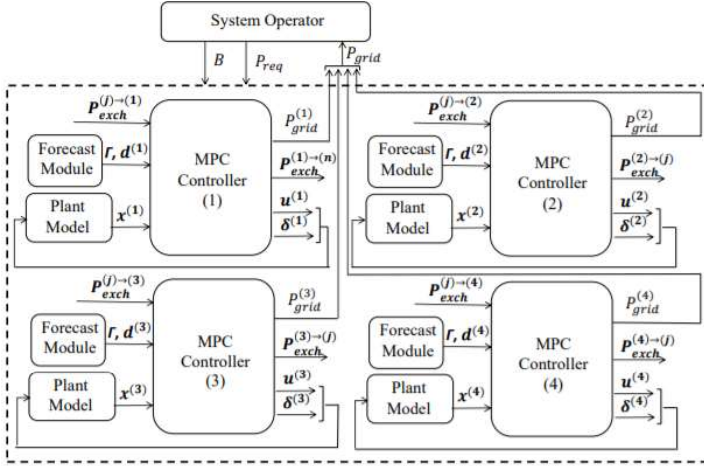


Figura 3. Estructura de control para servicios de flexibilidad a red mediante microrredes cooperativas

$$\begin{aligned}
 J_{local}^{(i)}(t) = & T_s \sum_{k=SH_0}^{k=SH} \left(-\Gamma_{sale}^{DM}(t_k) \cdot z_{sale}^{(i)}(t_k) + \Gamma_{pur}^{DM}(t_k) \cdot z_{pur}^{(i)}(t_k) \right) \\
 & \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Grid Exchange Revenue\&Cost}(J_{grid})} \\
 & + \frac{CC_{bat}}{2 \cdot Cycles_{bat}} \sum_{\alpha=ch,dis}^{n=1,\dots,5} z_{\alpha,n}^{(i)}(t_k) \\
 & \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Batteries Cycling Cost}} \\
 & + \sum_{\alpha=ch,dis}^{n=1,\dots,5} (Cost_{degr,\alpha} \cdot (A_{\alpha,n}^{(i)} z_{\alpha,n}^{(i)}(t_k) + B_{\alpha,n}^{(i)} \delta_{\alpha,n}^{(i)}(t_k))) \\
 & \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Batteries ESS Degradation}} \\
 & + \sum_{\alpha=elz,fc} \left(\left(\frac{CC_{\alpha}}{Hours_{\alpha}} + Cost_{o\&m,\alpha} \right) \delta_{\alpha}^{(i)}(t_k) \right) \\
 & \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Hydrogen ESS Hourly Cost Use}} \\
 & + Cost_{\sigma,\alpha} \cdot \sigma_{\alpha}^{(i)}(t_k) + Cost_{degr,\alpha} \cdot (\vartheta_{\alpha}^{+,i}(t_k) - \vartheta_{\alpha}^{-,i}(t_k)) \\
 & \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Hydrogen ESS Degradation}} \\
 & + w_{SOC} \cdot (SOC^{(i)}(t_{SH}) - SOC^{ref})^- \\
 & \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Future Uncertainties}} \\
 & + w_{LOH} \cdot (LOH^{(i)}(t_{SH}) - LOH^{ref})^- \\
 & \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Future Uncertainties}}
 \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned}
 \min J_{global}^{int} &= J_{local}^{(i)} + J_{local}^{(j)} \\
 \text{s.a.} & \\
 \sum_{\alpha=i,j} (P_{gen}^{(\alpha)}(t) - P_{load}^{(\alpha)}(t) + P_{sto}^{(\alpha)}(t) + P_{grid}^{(\alpha)}(t)) &= 0 \\
 P_{gen}^{(i)}(t) - P_{load}^{(i)}(t) + P_{sto}^{(i)}(t) + P_{grid}^{(i)}(t) - P_{exch}^{(i) \rightarrow (j)}(t) &= 0 \\
 P_{gen}^{(j)}(t) - P_{load}^{(j)}(t) + P_{sto}^{(j)}(t) + P_{grid}^{(j)}(t) - P_{exch}^{(j) \rightarrow (i)}(t) &= 0 \\
 P_{exch}^{(i) \rightarrow (j)}(t) - P_{exch}^{(j) \rightarrow (i)}(t) &= 0 \\
 \max \Xi &= J_{local}^{int}(OPT_{global}) - J_{local}^{int}(OPT_{local})
 \end{aligned} \quad (3)$$

El problema local se puede convertir en un problema global de dos microrredes (i,j) interconectadas mediante la formulación que se indica en la expresión (3). Finalmente, en cada iteración, el algoritmo elige aquella pareja de microrredes que maximiza el beneficio de trabajar en régimen cooperativo según la expresión. (4). El algoritmo de optimización del mercado diario termina cuando no se forma ninguna pareja de microrredes dentro de la red de microrredes interconectadas que mejore la función de coste global. En cada iteración, los intercambios de energía con otras microrredes son considerados en las restricciones de balance de energía para la siguiente iteración Estando en ejecución el mercado diario de

la energía según la planificación, el operador del sistema o cualquier agente externo a la microrred puede solicitar una modificación de la planificación del mercado diario para los instantes posteriores con una discretización de tiempo horaria o con tramos inferiores a la hora, ofreciendo al mismo tiempo un beneficio por un aumento o disminución de la energía inyectada a la red. En este caso, el problema de optimización vendría definido por las expresiones siguientes:

$$\begin{aligned}
 \min J_{global}^{ext} &= J_{global}^{int} + \sum_{k=1}^{24} \left(\sum_{\alpha=i,j} (P_{up}^{\alpha}(t+k) - P_{down}^{\alpha}(t+k)) - P_{ext}^{req}(t+k) \right)^2 \\
 \text{s.a.} & J_{local}^{(i)}(OPT_{global}^{ext}) - J_{local}^{(i)}(OPT_{global}^{int}) \geq B_{ext}^{(i)} \\
 \sum_{\forall i \in N} B_{ext}^{(i)} &\leq B_{ext}
 \end{aligned}$$

El algoritmo va incrementando la distribución de ganancias en cada microrred buscando la solución óptima mediante una optimización por pares de microrredes.

Si bien, tanto este algoritmo de optimización como el de resiliencia, se diseñan para tiempos de muestreo similares a 1 hora. Los resultados de esta planificación pueden ser ejecutados en tiempo real mediante los controladores diseñados por el Centro Nacional del Hidrógeno expuestos en [1].

RESULTADOS

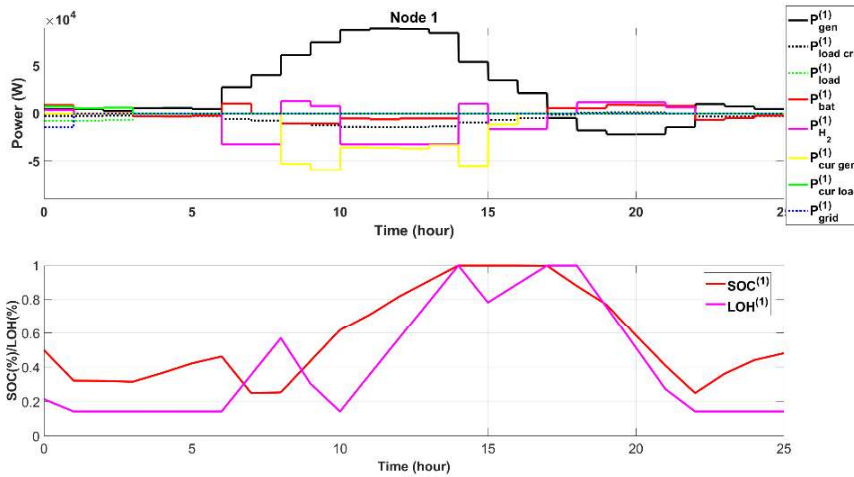


Figura 4. Resultados de MPC de Resiliencia para la hora 1

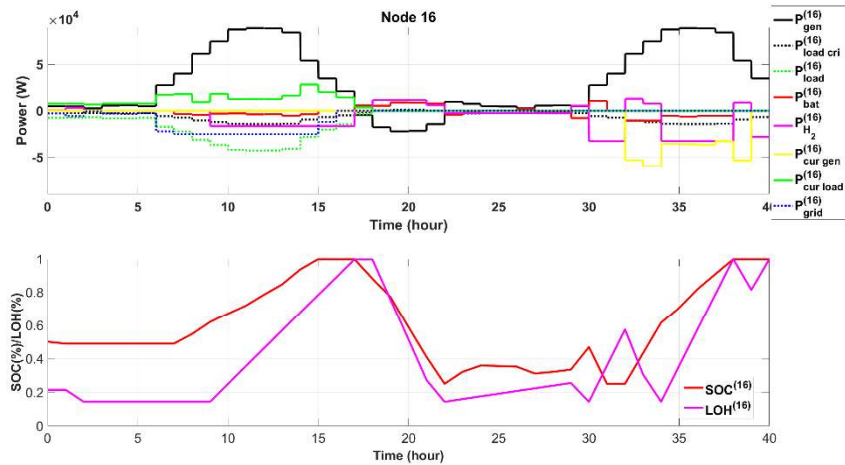


Figura 5. Resultados de MPC de Resiliencia para la hora 16

alimentar las cargas críticas durante al menos 24 horas, cumpliendo así el criterio de criticidad y dotando al sistema de una gran robustez y tolerancia a fallos. También se cumple otro de los criterios definidos previamente, el criterio de supervivencia. De forma similar, se ha simulado este comportamiento de pérdida de comunicación con la red para

El controlador se ha desarrollado y validado mediante simulación numérica utilizando el software MATLAB® y TOMLAB® como herramienta de optimización de la microrred.

Las simulaciones se han realizado con un tiempo de muestreo de $T_s = 1$ hora, para un periodo de horizonte temporal de 24 horas (1 día). Los resultados que obtendremos de dichas simulaciones podemos diferenciarlos en 2 gráficas diferentes, por un lado tendremos una gráfica con la evolución de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía, viendo cuando se cargan y utilizan en concordancia con la generación de energía del sistema global y del consumo generado por las cargas. Por otro lado, tendremos la evolución específica de los niveles de almacenamiento (State of Charge SOC, Level of Hydrogen LOH). El subíndice *rem* se utiliza para designar a la diferencia entre la energía generada y consumida en la microrred.

En la Figura 4 podemos observar una simulación en la que se tiene un fallo con la red en la hora 1, o lo que es lo mismo, a partir de la hora 2 ya no se puede intercambiar electricidad con la red, por lo que será necesario utilizar los diferentes sistemas de almacenamiento híbrido para poder

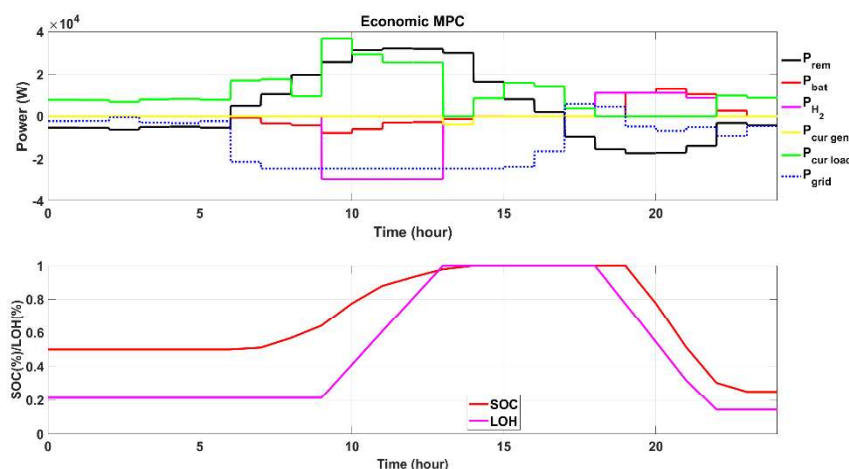


Figura 6. Optimización de la microrred en un escenario sin fallos considerando criterios de resiliencia

las diferentes horas que componen las 24 horas de horizonte temporal. En la Figura 5 podemos observar un funcionamiento correcto de la microrred hasta que a partir de la hora 16, se pierde la comunicación con la red. Al igual que antes, desde esa hora, la microrred cumple con el criterio de criticidad de 24 horas alimentando las cargas críticas, por eso el horizonte temporal en este caso es $24 + 16 = 40$ horas. Una vez se tienen las simulaciones para las 24 horas, y para obtener un sistema robusto, se cogerán los valores máximos para cada hora en cada simulación de LOH y SOC, ya que teniendo esos niveles siempre al valor máximo marcado por las

diferentes simulaciones, podremos ponernos en el peor escenario posible en cada instante y así el sistema será capaz de cumplir ambos criterios de criticidad y supervivencia.

En la Tabla 1, se observa la comparación entre los LOH y SOC elegidos para el MPC final en cada hora (LOH_{cri} y SOC_{cri} , son los más restrictivos). Estas 2 columnas se utilizarán en la simulación del MPC económico y se establecerán como niveles mínimos de almacenamiento tal como se observa en la Figura 6. Las otras 2 columnas se obtienen en la simulación del MPC de la Figura 6.

En la Figura 7, se muestran los resultados obtenidos de la optimización cooperativa de una red (o network) de microrredes para su operación en el mercado diario de la energía. En las Figuras 8 y 9 se puede observar la modificación de la planificación de las microrredes pertenecientes a una misma network tras la solicitud del operador del sistema de servicios de flexibilidad. Mientras que en la Figura 8, el operador del sistema ofrece un beneficio de 130 euros que resulta insuficiente para satisfacer la variación de energía requerida, en la Figura 9, se ofrecen 170 euros que si es suficiente para que entre todas las microrredes pertenecientes a la misma network satisfagan el perfil de potencia requerido por el operador del sistema. En la Figura 10, se puede observar la aportación de cada microrred a los servicios de flexibilidad requeridos por el operador del sistema.

Hour	$LOH_{cri}(s)$	LOH_{min}	$SOC_{cri}(s)$	SOC_{min}
1	21.43%	21.43%	50%	50%
2	21.43%	21.43%	50%	50%
3	21.43%	21.43%	50%	50%
4	21.43%	21.43%	50%	50%
5	21.43%	21.43%	50%	50%
6	21.43%	21.43%	50%	50%
7	21.43%	21.43%	51%	51.1%
8	21.43%	21.43%	56.7%	56.8%
9	21.43%	21.43%	62.9%	64.1%
10	25%	41.07%	70.8%	77.5%
11	47.62%	60.71%	78.6%	87.9%
12	73.8%	80.36%	89.9%	93.2%
13	100%	100%	97.9%	97.9%
14	100%	100%	100%	100%
15	100%	100%	100%	100%
16	100%	100%	100%	100%
17	100%	100%	100%	100%
18	100%	100%	100%	100%
19	77.3%	77.3%	100%	100%
20	54.6%	54.6%	77.7%	77.7%
21	32%	32%	51.5%	51.5%
22	14.3%	14.3%	25.5%	30.3%
23	14.3%	14.3%	25%	25%
24	14.3%	14.3%	25%	25%

Tabla 6. Valores de SOC y LOH según escenarios críticos y de optimización sin fallos en la red principal

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo se ha realizado con la financiación económica recibida por el programa INTERREG SUDOE en el proyecto IMPROVEMENT (SOE3/P3/E0901).

CONCLUSIONES

En la presente comunicación se muestra el resultado de la optimización de microrredes con objeto de ofrecer servicios de flexibilidad al operador del sistema, así como de resiliencia para instalaciones con cargas críticas como hospitales que, dado su perfil de consumo, requieren de un volumen de energía almacenada. En ambas instalaciones, el almacenamiento híbrido compuesto por baterías e hidrógeno se ve como solución clave para garantizar la densidad de potencia y la densidad de energía requerida para este tipo de aplicaciones.

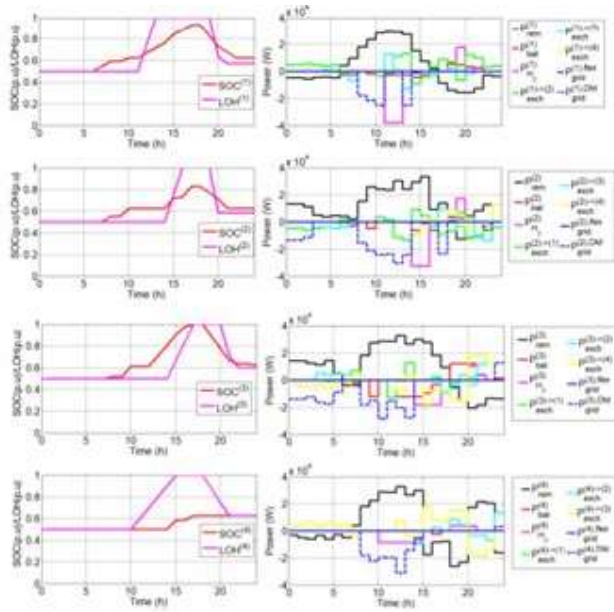


Figura 7. Actuación cooperativa en el Mercado Diario.

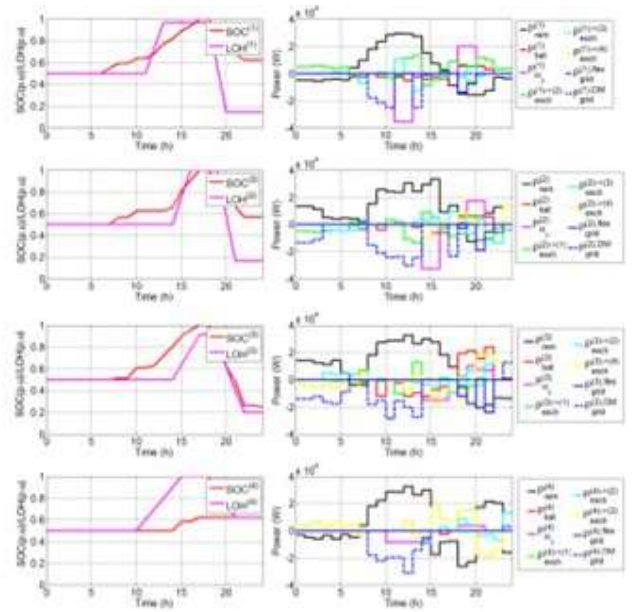


Figura 9. Servicios de flexibilidad Bext= 170 euros.

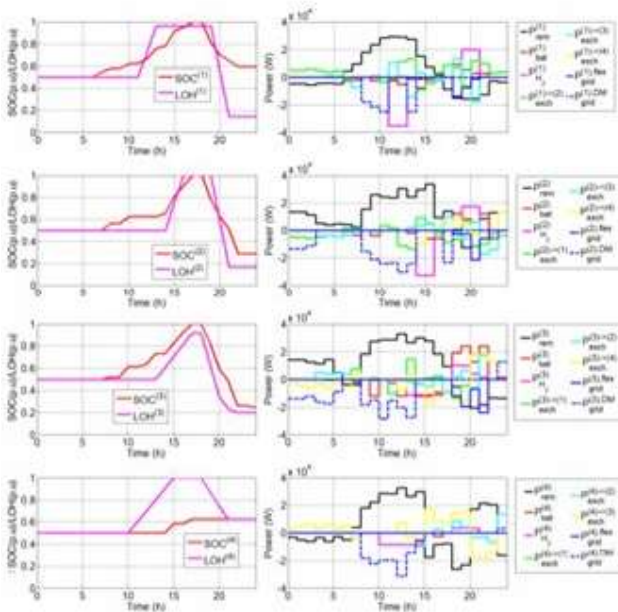


Figura 8. Replanificación del mercado diario para ofrecer servicios de flexibilidad con un beneficio de 130 euros.

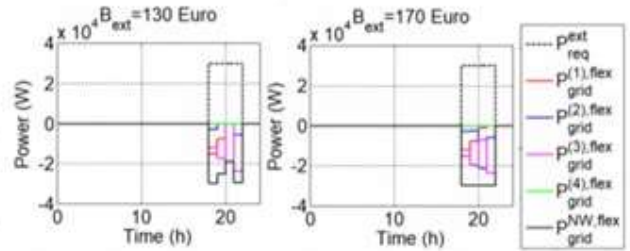


Figura 10. Perfil de servicios de flexibilidad requerido y comparativa de energía suministrada por cada microrred según beneficio.

REFERENCIAS

[1] Garcia-Torres et. al, 2016, Optimal Load Sharing of Hydrogen-Based Microgrids with Hybrid Energy Storage System using Model Predictive Control, IEEE Trans. Ind. Electron, vol. 63, no. 8, pp. 4919-4928.