

Análisis de una Estrategia de Control Predictivo Basada en Escalas Temporales para la Gestión de una Microred Conectada a Red

Martin P. Marietta¹, F. Guinjoan¹, G. Velasco², R. Piqué², D. Arcos-Aviles³

¹ Dpto. Ingeniería Electrónica – BarcelonaTECH (UPC)

² Depto. Ingeniería Electrónica. Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Barcelona – CEIB

³ Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE – Sangolquí, Ecuador

Resumen— Este trabajo aborda la problemática del diseño del control terciario de un sistema de gestión de la energía (EMS) para una microred híbrida propuesta en el proyecto Machrek Energy Development (MED-Solar). El sistema está formado por la red eléctrica, sistemas de generación fotovoltaica, generación diésel, almacenamiento de energía y su principal característica es su arquitectura basada en equipamiento comercial. La propuesta aborda la complejidad del problema de la gestión energética de la microred a partir de modelos predictivos en distintas escalas temporales y de la resolución secuencial jerárquica de problemas de optimización en cada escala. El diseño pretende abarcar las diferentes situaciones de otras microredes incluidas en el mismo proyecto para diferentes regiones.

Términos del índice—Control terciario, Sistema de gestión de la energía (EMS), Programación no lineal entera y mixta (MINLP), Optimización.

I. INTRODUCCION

El programa MED-Solar está vinculado al Programa Multilateral de Cooperación Transfronteriza en la Cuenca Mediterránea (CBCMED) y forma parte de la Política Europea de Vecindad (ENP) y de su instrumento de financiación para el período 2007-2013 [1]. Este programa se lleva a cabo en los países de las organizaciones participantes del área del Machrek (Jordania, Líbano y Palestina) que debido a la fragilidad de sus sistemas de producción y distribución de energía eléctrica, integra la generación fotovoltaica (FV) y los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica teniendo en cuenta las características propias de cada instalación [2].

El principal problema de estos sistemas son los frecuentes cortes de suministro en la red eléctrica de suministro (generalmente programados) que no permiten el normal funcionamiento de infraestructuras críticas como hospitales y escuelas, ni el normal desarrollo de la actividad industrial. Por esta causa y con el fin de asegurar el suministro de energía eléctrica, se debe recurrir a la utilización intensiva de generadores diésel de respaldo, cuya operación es costosa y provoca una gran dependencia de energía primaria proveniente de países extranjeros.

Con el fin de disminuir esta dependencia, el proyecto MED-Solar aborda una solución basada en el uso de una planta de energía solar fotovoltaica y de un sistema de almacenamiento de energía asociados a los generadores diésel y a la red principal de suministro, planteándose como premisa el máximo aprovechamiento de las infraestructuras preexistentes y la

utilización de equipamiento comercial para minimizar las necesidades de desarrollo tecnológico [3].

En este trabajo se plantea el problema general del diseño del control terciario (según la clasificación realizada en [4]) para un sistema de gestión energética (EMS) en una microred perteneciente a este proyecto y consiste en determinar dinámicamente los niveles de operación de los distintos equipos (generación – intercambio con la red de suministro - almacenamiento) con el objetivo de satisfacer a un conjunto de cargas optimizando un criterio económico. Así, los escenarios planteados presentan como novedad la coexistencia de cinco actores: la red de suministro eléctrico y la generación diésel como fuentes principales, la generación FV y los sistemas de almacenamiento como fuentes auxiliares y los consumos (que debido a su distinta naturaleza se caracterizan en críticos y no críticos).

El artículo se organiza de la siguiente manera: en la Sección II se describe la configuración de la microred y las especificaciones del EMS, mientras que en la Sección III se describe el funcionamiento de este último. La estrategia utilizada para la actualización de los datos se analiza en la Sección IV y un ejemplo simplificado del modelado del generador diésel (junto con algunas gráficas obtenidas de las simulaciones realizadas) se presenta en la Sección V. Finalmente, en la Sección VI se detallan las conclusiones y el trabajo futuro.

II. MICRORED Y FUNCIONALIDADES DEL EMS

En la Fig. 1 se muestra la configuración de la microred compuesta por un generador diésel y su dispositivo controlador, los equipos de generación FV y sus inversores, un banco de baterías y su convertidor bidireccional, un grupo de cargas caracterizables en críticas y no críticas y la interconexión con la red de suministro eléctrico.

La gestión energética de la microred depende del EMS que gestiona el funcionamiento on-line de la microred y cuyas especificaciones técnicas son: la gestión de las cargas críticas, la gestión de los picos de potencias de la demanda y la implementación de estrategias de ahorro de consumo de combustible. Un EMS hace referencia a un conjunto de elementos que se interrelacionan e interactúan entre sí para establecer una política energética, sus objetivos y los procesos y/o procedimientos para conseguir dichos objetivos [5]. Para realizar dichas tareas, el sistema incluye el hardware, software y el sistema de control en un dispositivo físico dedicado [6].

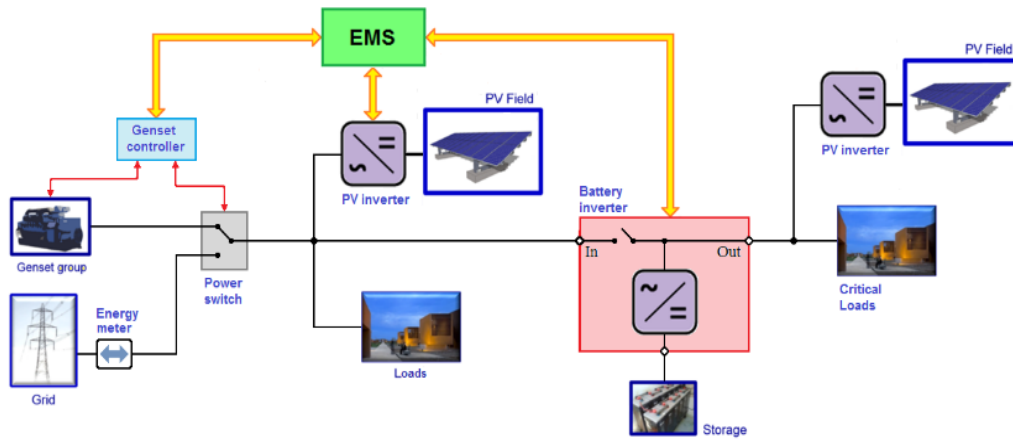


Fig.1: Configuración de la microred propuesta en el proyecto MED-Solar [3]

Objetivos, planteamiento del problema y enfoque propuesto

En una microred como la presentada, el objetivo del control consiste en proporcionar la energía demandada por las cargas haciendo uso de los sistemas de generación y almacenamiento de forma eficiente y fiable tanto en condiciones normales como durante las contingencias, independientemente de la conexión a la red externa [7].

El planteo general del problema del control consiste en resolver un problema de programación de arranques – paradas y/o encendido - apagado de los recursos controlables conjuntamente con la asignación de la potencia demandada entre todas las unidades disponibles de generación-almacenamiento-consumo de manera que el costo de aprovisionamiento sea mínimo [8].

En el caso propuesto, algunas funciones correspondientes a ciertos elementos del hardware tales como las eficiencias de los convertidores o la descomposición de la potencia aparente o algunas limitaciones en la zona de trabajo de los generadores diésel, se modelan con ecuaciones no lineales. Añadiendo más complejidad, aparecen variables binarias para modelar comportamientos de dispositivos controlables o bien para determinar decisiones estratégicas de encendido – apagado de recursos o de cargas. Además, la función objetivo puede incluir funciones con ecuaciones polinómicas de grado 2 o mayor por lo que el problema de la optimización de la gestión de la energía en una microred se encuentra dentro la categoría de programación no-lineal entera y mixta (MINLP) tal como lo expresa Olivares et al. en [9]. El mismo autor también señala la elevada complejidad para la resolución de estos problemas sin simplificaciones mediante solvers comerciales [10] y más aún cuando se pretende tiempos de resolución acotados por una operatoria on-line. Tal complejidad requiere un planteo conceptual y un enfoque que permita abordar eficientemente su resolución.

En el marco conceptual, la estructura del sistema consiste en tres grandes bloques como se ilustra en la Fig. 2: los modelos de hardware de los dispositivos comerciales existentes que detallan su funcionamiento, el recurso renovable con comportamiento estocástico y algunas condiciones de contorno

(como la política de tarificación y decisiones estratégicas como la desconexión de los equipos electrógenos o de cargas). Se plantea también una función objetivo que contempla el costo de la operatoria de la microred en un período determinado. Todo lo anterior confluye en la ejecución de determinados algoritmos que se resuelven a través de un software de resolución matemática (solver).

La solución es un plan o programa de producción-almacenamiento-consumo energético para un período temporal futuro cuya información permite actuar sobre los elementos controlables del sistema: generadores diésel, generadores FV, convertidor bidireccional de la batería y cargas; presentando cada uno de ellos diferentes grados de controlabilidad. Así pues, se evidencia que este funcionamiento implica dinámicas con distintas constantes de tiempo, por la respuesta rápida necesaria en el control de las variables eléctricas (frecuencia, tensión) y las necesidades temporales menos estrictas en el despacho económico [7].

Debido a la gran diferencia de órdenes de magnitud de las escalas temporales, se propone un diseño del EMS en 3 niveles: el primero con horizonte mensual y Escala Temporal Diaria (ETD), el segundo con horizonte diario y Escala Temporal

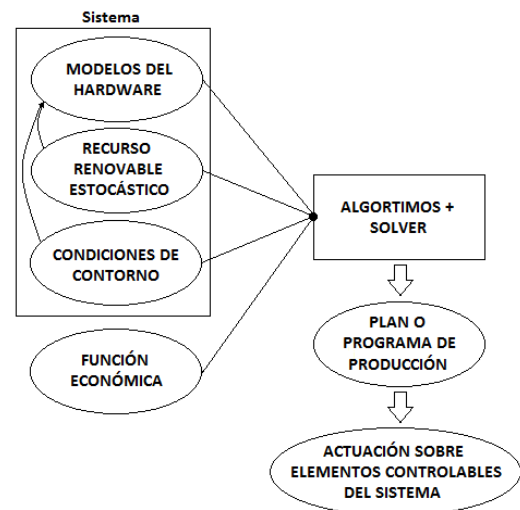


Fig.2: Esquema conceptual de funcionamiento del sistema.

Horaria (ETH) y un tercero con horizonte temporal horario y Escala Temporal Minutal (ETM) con intervalos de 5, 10 o 15 minutos. Estas escalas se organizan jerárquicamente de manera que los resultados de un problema de escala superior plantean restricciones en los problemas en escalas temporales inferiores. Los horizontes y las escalas temporales se determinan en función de la velocidad de variación temporal de los pronósticos de demanda y de generación FV, de la tarificación de energía eléctrica y la programación de cortes de suministro eléctrico entre otros factores.

Problemas de gestión específicos de cada escala temporal

La elección del horizonte y los intervalos temporales en cada escala condiciona el tipo de problemática que puede ser resuelta dado que cada dispositivo plantea problemas de distinta dinámica temporal que se citan a continuación:

Horizonte mensual y ETD: se plantea el problema de la determinación del precio del kWh y el estado de carga (SOC) del banco de baterías que se utilizarán como datos de entrada en la resolución de otros problemas en escalas temporales de orden inferior (ETH y ETM).

Horizonte diario y ETH: se plantea el problema de la programación de la carga y descarga del banco de baterías y el SOC del mismo. Ambos se utilizarán como datos de entrada en la resolución del problema en ETM.

Horizonte horario y ETM: se plantea el problema de la programación de arranques y paradas de los generadores diésel y la determinación de las potencias de generación de las unidades diésel y FV.

Las reglas de modelado siguen las siguientes premisas: más detalladamente en escalas temporales más pequeñas y en la escala temporal acorde de la problemática de gestión energética a resolver. Cabe destacar que la complejidad de los modelos a utilizar depende de la escala temporal, debiendo ser más precisos cuanto menor sea esta última. Por otra parte, la labor de modelado no es a priori evidente dado que el equipamiento es comercial y solo se disponen de las características proporcionadas por los fabricantes. Finalmente, dependiendo del equipamiento comercial utilizado, éste incorpora algoritmos locales de gestión (como, en su caso, la carga-descarga de baterías gestionada por el inversor-cargador) que también debe ser objeto de un modelado.

III. FUNCIONAMIENTO DEL EMS

La Fig. 3 muestra el esquema de funcionamiento del EMS en las 3 escalas:

A nivel de la ETD el planteo del problema se realiza con un horizonte temporal mensual y discriminación diaria. Se utiliza: los datos de los pronósticos de generación FV y de la demanda, las restricciones impuestas por los límites de operación de los dispositivos, la disponibilidad diaria de la red y los equipos fijados por el usuario en dicho horizonte, las mediciones en campo (o estimaciones) del SOC de la batería y las condiciones de tarificación impuestas por la compañía de suministro de energía eléctrica. Así se resuelve el primer problema de

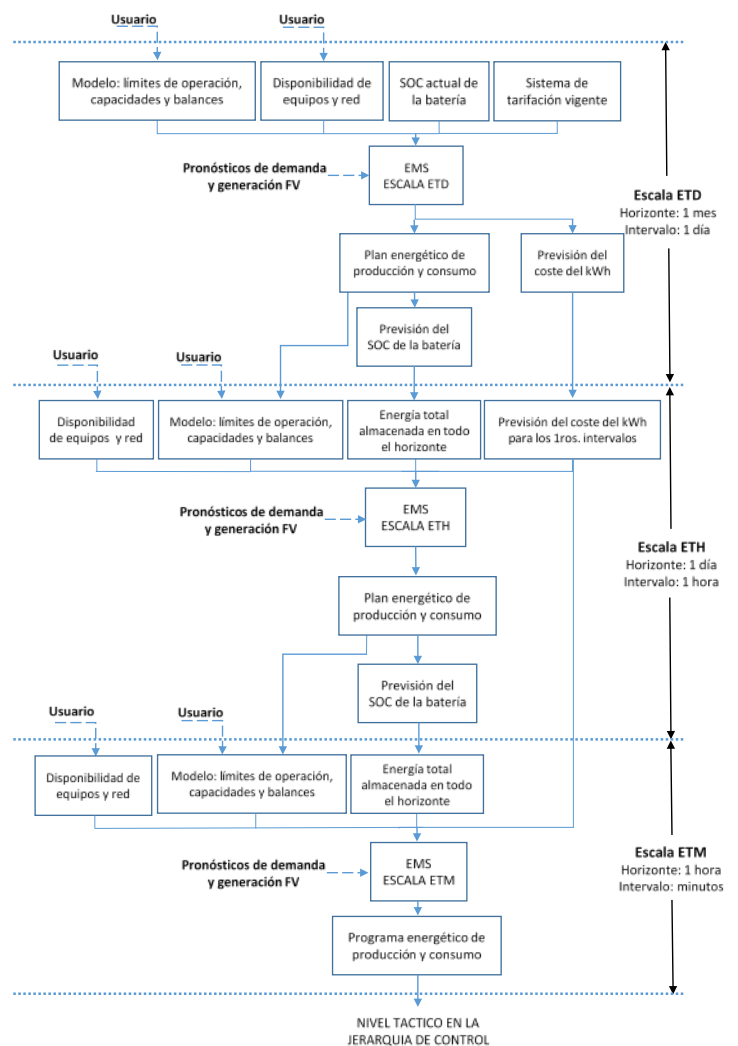


Fig. 3: Esquema de funcionamiento del EMS a nivel terciario en 3 escalas temporales (diaria, horaria y minutal)

optimización y se obtienen los siguientes planes mensuales: producción de energía eléctrica de los generadores diésel, intercambio energético con la red de suministro eléctrico y almacenamiento de energía del banco de baterías, que proveen información necesaria para la resolución de los problemas en escalas temporales inferiores tales como el coste unitario de la energía y algunas decisiones de disponibilidad de equipos.

En escala ETD el planteo del problema se realiza con horizonte igual al intervalo temporal de la ETD (1 día) y con intervalos temporales horarios, de forma que la información necesaria de los sistemas de pronóstico debe ser más detallada, pero de menor alcance. Con estos datos, con las restricciones operativas, de capacidad y con la disponibilidad horaria de los equipos y de la red, se resuelve el segundo problema de optimización cuyo resultado son los siguientes planes diarios: producción de energía eléctrica de los generadores diésel, intercambio energético con la red de suministro eléctrico y almacenamiento de energía del banco de baterías. Este último brinda en los primeros intervalos, el SOC horario necesario de la batería para la resolución de los subsiguientes problemas de ETM.

De forma análoga, el planteo del problema de ETM se realiza con horizonte temporal el intervalo utilizado en la ETH (1 hora) e intervalos temporales de varios minutos (p. ej. 5 minutos) junto con predicciones de muy corta escala y alcance. Con esta información, las restricciones del modelo, la disponibilidad horaria de los equipos y red y la previsión horaria del coste de la energía eléctrica, se resuelve el tercer problema de optimización cuyo resultado son los siguientes programas horarios: producción de potencia eléctrica de los generadores diésel, potencia inyectada o absorbida de la red de suministro eléctrico, conexión y desconexión de cargas y almacenamiento y descarga del banco de baterías. Así la información de estos planes correspondiente al primer intervalo es suministrada al nivel táctico del EMS dentro de la jerarquía de control mencionada en [4].

IV. MODELO DE CONTROL PREDICTIVO (MPC)

El MPC permite la aplicación iterativa de acciones de control que se anticipan a los eventos futuros aleatorios como el perfil de generación FV y de demanda instantánea en un periodo [11] y determinísticos tales como la programación de los cortes de suministro, el precio de la energía y la disponibilidad de los equipos.

Las fuentes principales de incertidumbre son los pronósticos de demanda y de generación renovable. Los errores introducidos por estos sistemas crecen linealmente en el tiempo lo que implica que, sin la actualización de los datos de entrada, el plan trazado por el EMS va perdiendo exactitud [12], además el escenario futuro evoluciona en función de la información disponible: programación de cortes de red, disponibilidad de dispositivos de generación-almacenamiento-interconexión con la red (p. ej. por motivos de mantenimiento) o decisiones estratégicas como el corte de suministro a los consumos no-prioritarios o la no utilización de los generadores diésel durante un período determinado por razones estratégicas.

Para ello dentro del enfoque MPC, la estrategia de control por horizonte deslizante brinda en cada intervalo de tiempo una nueva solución de control óptimo para todo el horizonte temporal (con datos actualizados del sistema de pronósticos, de mediciones de campo y de situaciones previsibles) pero solo se aplica la acción de control para el siguiente período [9]. El control por horizonte deslizante se enmarca dentro de los controladores óptimos, es decir, aquellos en los que las actuaciones sobre el sistema responden a la optimización de un criterio. El criterio a optimizar, o función económica, está relacionado con el comportamiento futuro del sistema, que se predice por medio del modelo [11].

Es posible adaptar esta estrategia a la estructura de escalas temporales conservando el ordenamiento jerárquico. Esta adaptación se logra coordinando y solapando los resultados de la resolución de los diferentes problemas de optimización en las diferentes escalas temporales. A continuación, se explica el procedimiento con un ejemplo simplificado en donde se presenta la variable de decisión del problema: SOC del banco de baterías.

A partir de una situación inicial (SOC inicial) se resuelve un problema de optimización a nivel de ETD donde se establecen

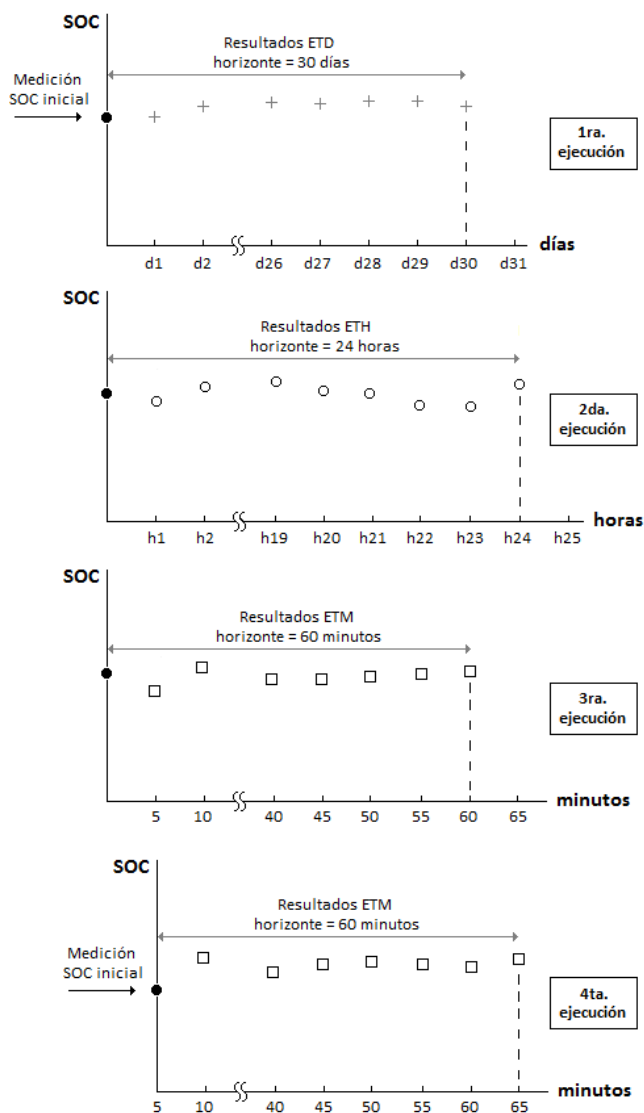


Fig.4a, 4b, 4c y 4d: Valores del SOC de la batería resultantes de la optimización en las diferentes escalas.

los niveles diarios del SOC para los 30 días del mes: $SOC(d1), \dots, SOC(d30)$ tal como se muestra en la primera ejecución del modelo (Fig.4a). En la segunda ejecución, a partir de las mismas condiciones iniciales y con la restricción adicional impuesta por la ETD consistente en que la energía total de la batería en el primer día debe coincidir en ambas escalas:

$$\sum_{t=h1}^{h24} ENG_bat(t) = ENG_bat(d1) \times 24$$

se resuelve el problema de optimización a ETH dando como resultado los SOC horarios: $SOC(h1), \dots, SOC(h24)$ tal como se muestra en la Fig.4b, siendo $ENG_bat(t)$ el nivel de energía de la batería (relacionado biunívocamente con el $SOC(t)$). Análogamente, en la tercera ejecución (Fig. 4c) se resuelve otro problema de optimización de ETM donde la restricción adicional impuesta por la ETH es:

$$\sum_{t=5}^{60} ENG_bat(t) = ENG_bat(h1) \times 12$$

y así se obtienen los SOC 5 minutales: $SOC(t=5), \dots,$

SOC(t=60). La acción de control está basada en la información del primer intervalo temporal: SOC(t=5), los valores restantes se solapan con nuevos valores una vez transcurrido un lapso de 5 minutos. Así, se desliza el horizonte y se ejecuta nuevamente un problema de optimización en ETM (Fig. 4d), tomando como condición inicial una nueva medición del SOC y con la restricción impuesta por ETH:

$$\sum_{t=10}^{65} ENG_bat(t) = 11 * ENG_bat(h1) + ENG_bat(h2)$$

En las sucesivas ejecuciones del modelo en ETM se procede de forma análoga cambiando el segundo término de la expresión anterior al valor:

$$(12 - nd) * ENG_bat(h1) + (nd * ENG_bat(h2))$$

Donde $nd=\{1, \dots, 12\}$ es el indicador de la ejecución actual en ETM. La duodécima ejecución equivale un deslizamiento temporal de 1 hora por lo previamente se deberá haber realizado un deslizamiento horario o sea la ejecución del modelo ETH con h2 como primer valor del intervalo. Así, se alternan 12 ejecuciones del modelo ETM con una del modelo ETH. Este ciclo se realiza de forma continua de tal forma que cada 24 ejecuciones del modelo ETH se deberá deslizar un período de un día o sea ejecutar el modelo en ETD.

V. MODELADO DEL PROBLEMA

El planteo propuesto necesita de modelos matemáticos de funcionamiento de la microred en cada escala temporal. En los modelos se describen el funcionamiento de los distintos elementos, su interrelación y la coordinación entre las escalas temporales. Los elementos son: la red de suministro eléctrico, el generador diésel, los generadores FV y sus inversores, el banco de baterías y su convertidor bidireccional y las cargas. Las restricciones hacen referencia a las capacidades de generación, de almacenamiento e intercambio de la microred con la red de suministro, los balances de potencia o energía y el funcionamiento detallado de algún equipo o subsistema (con restricciones que incluyen variables binarias). También se incluyen en el modelo las consideraciones de costos y función objetivo que determina el criterio por el cual se evaluarán las distintas soluciones.

Ejemplo simplificado

Por razones de espacio no es posible formular el modelo completo de funcionamiento de todos los dispositivos, por ello para evidenciar las restricciones operativas en las distintas escalas temporales, se expone la representación algebraica de las restricciones del generador diésel en la ETD y ETH:

Escala ETD: La energía diaria producida por el generador diésel: $Edg(t)$, donde $t=d1, d2, \dots, d30$ son los días del mes, debe ser menor igual que su potencia máxima: Pdg multiplicado por el número de horas de cada día: $Netd=24h$ y por una variable binaria: $Bdg_etd(t)=\{0,1\}$ indicativa de la operatividad del equipo en cada día. Esta restricción puede formularse mediante la inecuación (1) en la que el subíndice p designa un dato.

$$Edg(t) \leq Pdg_p \times Netd_p \times Bdg_etd(t) \quad (1)$$

Nótese que en la ecuación anterior, la operatividad del equipo $Bdg_etd(t)$ es una variable binaria que es calculada por el algoritmo. Eventualmente, el usuario puede restringir el valor de esta variable mediante el parámetro binario $EBdg_etd(t)_p$ imponiendo:

$$Bdg_etd(t) \leq EBdg_etd(t)_p \quad (2)$$

Así, si $EBdg_etd(t)_p = 0$, el generador diésel no estará operativo para el día t .

Escala ETH: La ecuación (3) expresa la descomposición de la energía aparente: $ESdg(t)$ en energía activa: $EPdg(t)$ y reactiva: $EQdg(t)$.

$$ESdg(t)^2 = EPdg(t)^2 + EQdg(t)^2 \quad (3)$$

En (4) la energía activa debe ser mayor e igual a la aparente por el factor de potencia mínimo de trabajo del equipo: $FPdg$.

$$ESdg(t) \times FPdg_p \leq EPdg(t) \quad (4)$$

Las restricciones (7) y (8) son similares a (3) y (4) de la ETD

$$EPdg(t) \leq Pdg_p \times Neth_p \times Bdg_eth(t) \quad (5)$$

$$Bdg_eth(t) \leq EBdg_eth(t)_p \quad (6)$$

Por último, (7) es una condición impuesta por la ETD: $Edg(t=d1)$ indica la energía producida en el primer intervalo temporal de la ETD. Luego se debe cumplir:

$$\sum_{t=h1}^{h24} EPdg(t) = Edg(d1)_p \quad (7)$$

En la ETM las variables de decisión son a nivel de potencias y las expresiones algebraicas son más complejas; por ejemplo el cumplimiento de los tiempos mínimos de funcionamiento o apagado puede responder a una formulación como la expresada en [13].

Resolución de los modelos

Si las restricciones del problema de optimización son funciones no lineales e incluyen variables binarias y continuas en su formulación, el problema es de programación no-lineal entera y mixta (MINLP). Estos problemas proporcionan un marco adecuado para el modelado matemático de sistemas eléctricos de potencia [10] - [14], en especial el de optimización en la gestión energética en una microred [9]. Para su resolución los lenguajes de modelado algebraico como GAMS [15] o AIMMS [16] permiten la programación uniforme de manera que el mismo modelo puede ser leído por distintos solvers permitiendo evaluar su efectividad para la resolución de este tipo de problemas.

Resultados de las simulaciones

Los resultados preliminares de las simulaciones realizadas con datos de campo muestran que es posible realizar la coordinación entre las distintas escalas temporales. En la Fig. 5 se presentan las gráficas de los planes energéticos de producción y consumo en las ETD y ETH. En la primera, la planificación energética diaria de cada elemento se realiza en

forma agregada a nivel de energía diaria, mientras en la segunda el plan energético es horario a nivel de energía activa y reactiva.

VI. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Este trabajo describe una estrategia de funcionamiento del nivel terciario de un EMS basada en un MPC para el control online de los dispositivos de una microred conectada a la red de suministro. Dicho control se basa en actuaciones con intervalos 5 minutales aplicando algún criterio económico. La estrategia aborda la complejidad de este problema y, al igual que los problemas de planificación de la producción eléctrica, plantea su descomposición en diferentes escalas temporales integradas en un esquema jerárquico permitiendo su resolución en tiempos acordes con la operatoria en tiempo real. El diseño del EMS contempla la posibilidad de adaptación a los diferentes escenarios planteados en los restantes países donde se desarrolla el proyecto (Jordania y Palestina).

El trabajo futuro se centrará en el desarrollo de los modelos detallados de funcionamiento en cada escala temporal y en la evaluación de distintos solvers para la resolución de los problemas de optimización.

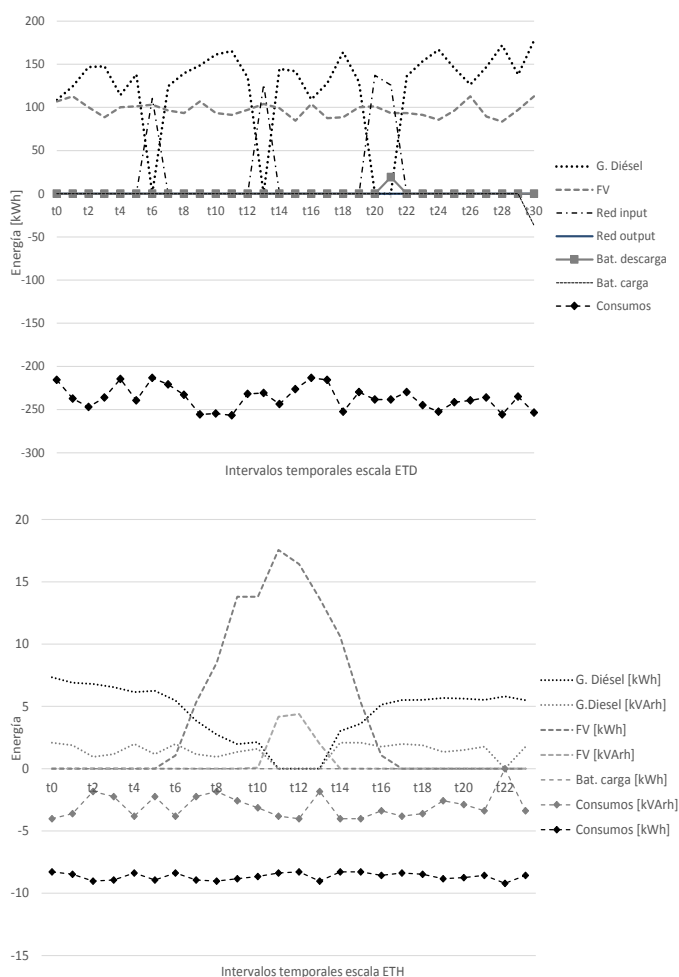


Fig.5: Planes energéticos de producción-almacenamiento-consumo en las escalas ETD y ETH

VII. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado gracias al apoyo de la Secretaría de Universidades e Investigación del Departamento de Economía y Conocimiento de la Generalitat de Cataluña.

VIII. REFERENCIAS

- [1] European Union (EU), European Neighbourhood and Partnership Instrument (ENPI), Cross-Border Cooperation in the Mediterranean (CBCMED), *Machrek Energy Development (MED-Solar) Ref: I-A/2.3/209*, Barcelona, 2012.
- [2] G. Velasco, F. Casellas, F. Guinjoan, R. Piqué, H. Martínez, A. Pineau y A. Graillot, «Gestión de Energía en Sistemas Híbridos Red-FV-Diésel en el Proyecto MED-Solar.» de *21th. Annual Seminar on Automation, Industrial Electronics and Instrumentation (SAAEI 2014)*, Tangier, MAR, 2014.
- [3] G. Velasco y F. Guinjoan, «WP5.3 - Benchmarking of R&D Needs version 1.0.» Barcelona, ESP, 2014.
- [4] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. García de Vicuña y M. Castilla, «Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids - A General Approach Toward Standardization.» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n° 1, pp. 158-172, 12 de Agosto Diciembre 2010.
- [5] EnMS-Doc Associates, «ISO 50001 Terms and Definitions, Acronyms».
- [6] G. Rohbogner, S. Fey, U. J. Hahnel, P. Benoit y B. Wille-Hausmann, «What the term Agent stands for in the Smart Grid Definition of Agents and Multi-Agent Systems from an Engineer's Perspective.» de *2012 Federated Conference on Computer Science and Information Systems (FedCSIS)*, Wroclaw, POL, 2012.
- [7] C. Bordons, F. García-Torres y L. Valverde, «Gestión Óptima de la Energía en Microredes con Generación Renovable.» *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. 12, n° 2, pp. 117-132, 31 March 2015.
- [8] D. E. Olivares, C. A. Cañizares y M. Kazerani, «A Centralized Optimal Energy Management System for Microgrids.» de *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, USA, 2011.
- [9] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jimenez-Estevéz y N. D. Hatziagyriou, «Trends in Microgrid Control.» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n° 4, pp. 1905-1919, 18 Junio 2014.
- [10] D. E. Olivares, C. A. Cañizares y M. Kazerani, «A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids.» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n° 4, pp. 1949-1875, 25 Abril 2014.
- [11] D. Limón Marruedo, *Tesis Doctoral: Control predictivo de sistemas no lineales con restricciones: estabilidad y robustez*, Sevilla, 2002.
- [12] E. Riva Sanseverino, M. L. Di Silvestre, M. G. Ippolito, A. De Paola y G. Lo Re, «An execution, monitoring and replanning approach for optimal energy management in microgrids.» *Energy*, vol. 36, n° 5, pp. 3429-3436, 22 Abril 2011.
- [13] A. Parisio y L. Glielmo, «Energy Efficient Microgrid Management using MPC.» de *2011 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC)*, Orlando, 2011.
- [14] F. D. Galiana y A. J. Conejo, «Economics of Electricity Generation.» de *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, A. Gomez Expósito, A. J. Conejo y C. Cañizares, Edits., Boca Raton, USA, CRC Press - Taylor & Francis Group, 2009, pp. 165-210.
- [15] GAMS Development Corporation, [En línea]. Available: <http://www.gams.com/>. [Último acceso: 14 Mayo 2015].
- [16] AIMMS B.V., [En línea]. Available: <http://www.aimms.com/>. [Último acceso: 30 Enero 2016].