

Gestión de Energía en Sistemas Híbridos Red-FV-Diésel en el Proyecto MED-Solar

G. Velasco¹, F. Casellas¹, F. Guinjoan², R. Piqué¹, H. Martínez¹, A. Pineau³ y A. Graillot³

¹ *Escola Universitària d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona - Consorci Escola Industrial de Barcelona*

² *Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTECH (UPC)*

³ *Trama TecnoAmbiental (TTA)*

Barcelona, Spain

guillermo.velasco@upc.edu - alex.pineau@tta.com.es

Resumen- El presente trabajo aborda el diseño de la estructura de un sistema de gestión de energía eléctrica aplicable a sistemas eléctricos híbridos formados por la red eléctrica y sistemas de generación fotovoltaica, generación diésel y almacenamiento.

La implementación de estos sistemas híbridos y sus sistemas de gestión será, dentro del marco del Proyecto MED-Solar, en tres países del área del Máshrek (Líbano, Palestina y Jordania), con el fin de demostrar que este tipo de instalaciones puede reducir parte de la problemática energética presente en estos países y, por tanto, mostrarse atractiva para diversos sectores económicos.

Palabras Clave- MED-Solar, Hybrid Energy Systems (HES), PV-Diesel HES.

I. INTRODUCTION

El proyecto MED-Solar está vinculado al Programa Multilateral de Cooperación Transfronteriza en la Cuenca Mediterránea (CBCMED) [1]. Este programa es parte de la Política Europea de Vecindad (ENP) y de su instrumento de financiación para el período 2007-2013 (ENPI) [2].

El objetivo principal del Programa CBCMED es el de promover y reforzar la cooperación entre la Unión Europea y las regiones de los países participantes que estén situadas a orillas del mar Mediterráneo.

En coherencia con este objetivo, los 14 países participantes acordaron definir las siguientes prioridades:

1. Promoción del desarrollo socioeconómico.
2. Promoción de la sostenibilidad ambiental, mejora de la eficiencia energética y uso de fuentes de energía renovable.
3. Promoción de mejores condiciones y nuevas modalidades para impulsar la movilidad de personas, bienes y capitales entre diferentes territorios.
4. Promoción del diálogo cultural y de la gobernanza local.

El proyecto MED-Solar se inscribe en la segunda prioridad, concretamente en la medida dedicada a la promoción del uso de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética

Esta publicación se ha realizado con la ayuda financiera de la Unión Europea en el marco del Programa ENPI-CBCMED. El contenido de este documento es responsabilidad exclusiva de la UPC y en ningún caso debe considerarse que refleja la posición de la Unión Europea o de las estructuras de gestión de los programas.

con el fin de abordar, entre otros, el reto del cambio climático.

En los siguientes apartados se presentarán las entidades que desarrollan este proyecto y los objetivos que se persiguen. A continuación se resumirá el estado del sistema eléctrico en los países miembros del consorcio y que son el objetivo de las actuaciones del proyecto. Se evalúan las alternativas de diseño, de un sistema energético híbrido para estos países y se propondrá una posible estructura para el sistema de gestión de energía (*Energy Management System - EMS*) a utilizar.

II. ENTIDADES ASOCIADAS

En el programa CBCMED pueden participar asociaciones formadas por diferentes entidades públicas y/o privadas, como pueden ser autoridades públicas regionales y locales, organizaciones no gubernamentales, agencias de desarrollo, universidades e institutos de investigación, así como entidades del sector privado que operen en los ámbitos de actuación del Programa. El área de cooperación está definida por un total de 76 regiones de los 14 países participantes, que son: Palestina, Chipre, Egipto, Francia, Grecia, Israel, Italia, Jordania, Líbano, Malta, Túnez, Portugal, España y Siria.

El socio principal y líder del proyecto MED-Solar es la empresa española Trama Tecnoambiental (TTA), empresa de ingeniería y consultoría internacional especializada en el ámbito de la generación distribuida a través de las fuentes de energía renovables, la gestión y la eficiencia energética, la electrificación rural y la auto-generación a través de micro-generación distribuida, la integración de las energías renovables en los edificios y la arquitectura sostenible. El resto de organizaciones participantes son:

- *Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTECH*. Institución pública catalana dedicada a la investigación y la educación superior, especializada en los campos de la arquitectura, la ciencia y la ingeniería.
- *Solartys*. Organización sin ánimo de lucro para el fomento de la internacionalización de la industria solar española.
- *Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)*. Organismo público francés líder en investigación, desarrollo e innovación.
- *Energy Research Center (ERC)*. Fue creado por la Junta de

Síndicos de la Universidad Nacional de An-Najah (Palestina) y está dedicado a la investigación y desarrollo en los campos de energía convencional y renovable.

- *United Nations Development Programme - Lebanon*. Este programa tiene como objetivo ayudar en la identificación de necesidades y prioridades nacionales, con el fin de apoyar el desarrollo del país a largo plazo.
- *National Center for Research and development - Energy Research Program*. Este centro tiene la sede en Amman (Jordania). Realiza estudios, investigaciones y proyectos experimentales en los campos relacionados con el uso de fuentes locales de energías renovables.

III. OBJETIVOS DEL PROYECTO MED-SOLAR

El objetivo general de este proyecto se centra en la investigación, transferencia de conocimiento y aplicación de tecnologías en el campo de la energía solar fotovoltaica. Su consecución se plasmará en la implementación de cuatro sistemas energéticos híbridos en entidades privadas o públicas (hospitales, escuelas, edificios administrativos, etc.).

La actuación del proyecto se llevará a cabo en los países de las organizaciones participantes del área del Máshrek (Líbano, Palestina y Jordania) debido a la fragilidad de sus sistemas de producción y distribución de energía eléctrica.

La debilidad en el servicio de red en estos tres países (imposibilidad de aumentar la potencia contratada, frecuentes interrupciones, etc.) no permite la seguridad del suministro en las instalaciones críticas (hospitales o escuelas) ni el desarrollo adecuado de las Pymes (pequeñas y medianas empresas). Con el fin de asegurar el suministro de energía eléctrica, los sectores público y privado tienen que enfrentarse a enormes inversiones en generadores diésel de respaldo, cuya operación es costosa y provoca una gran dependencia de países extranjeros en lo que a suministro de combustible se refiere.

Frente al uso exclusivo de generadores diésel, este proyecto aborda una solución basada en el uso de una planta de energía solar fotovoltaica y de un sistema de almacenamiento de energía asociados con los generadores diésel. Mientras la red esté disponible, la energía fotovoltaica (FV) se inyecta a red (balance neto). En caso de interrupción de la red, el respaldo energético está garantizado por la instalación fotovoltaica y/o los generadores diésel. El sistema de almacenamiento de energía garantiza la continuidad energética durante variaciones de corta duración de la generación FV o durante el tiempo necesario para el encendido del generador diésel.

La implementación de la tecnología FV en los tres países objetivo del proyecto se encuentra en las etapas pre-comerciales, necesitándose más proyectos de demostración para atraer a los diversos sectores de la economía. Es por esto que el proyecto MED-Solar se centra en cuatro instalaciones piloto de una potencia FV en el rango de 50 a 80 kWp, que puedan demostrar la viabilidad de este tipo de aplicaciones. El impacto de este tipo de sistemas puede tener es evidente:

- Reducción del importe de las facturas de electricidad nacional, ya que se reduce el coste de la energía eléctrica que

el gobierno pueda estar subsidiando.

- Reducción del uso de combustible y de emisiones de CO₂, ya que la mayoría de la electricidad generada en estos países se corresponde a generación térmica de origen fósil.
- Aumento de la capacidad de desarrollo de las Pymes, ya que el uso de los sistemas propuestos permitirá a sus usuarios aumentar la potencia eléctrica disponible (con el fin de aumentar su producción) sin necesidad de aumentar la demanda de energía a la red de suministro.

IV. SISTEMA ELÉCTRICO EN LOS PAÍSES CONSIDERADOS

Como se comentó en el apartado anterior, los sistemas eléctricos en los tres países considerados en este proyecto tienen en común la producción de electricidad basada en la utilización de generadores accionados por grupos diésel.

Las consecuencias de este tipo de producción se plasman en una alta dependencia de países extranjeros para el suministro del combustible, un elevado coste de operación de este tipo de centrales y una elevada contaminación ambiental. Además de los problemas comunes presentes en estos tres sistemas eléctricos, también existen aspectos que afectan de forma particular a cada uno de ellos. A continuación se presenta una breve revisión de estos tres sistemas eléctricos.

A. Jordania

Los datos presentados se han obtenido del informe anual de la Compañía Nacional de Energía Eléctrica de Jordania (NEPCO) del año 2012 [3].

La potencia eléctrica instalada en el país es de 3,6 GW, el pico de potencia consumida asciende a 2,9 GW (lo que supone un ratio aproximado de 1,2), la energía eléctrica consumida fue de 17,3 TWh. Esta energía se produjo básicamente en centrales térmicas de diésel (46,0 %), de fueloil (31,8 %) y de gas natural (17,8 %), el 0,4 % tiene su origen en fuentes de energía renovables (eólica, biogás e hidroeléctrica) y el 3,9 % restante se importó de países vecinos.

Por sectores, es el doméstico el que representa un mayor consumo (36,9 %), seguido por el sector industrial (24,3 %) y el sector comercial (17,0 %).

Según datos publicados por la IFC (*International Finance Corporation*) [4], el número de cortes de suministro eléctrico en un mes típico es de 0,9 y su duración media es de 0,7 horas.

B. Líbano

Estos datos se han obtenido del informe del año 2010 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [5].

La potencia eléctrica instalada en el país es de 1,7 GW y el pico de potencia consumida es de 2,8 GW, lo que representa un hueco de 1,1 GW. La energía eléctrica demandada es de unos 15 TWh, mientras que la servida por la red eléctrica es de 11,5 TWh. Esta diferencia de aproximadamente un 23 % entre demanda y producción es suplida por un gran número de grupos electrógenos privados, lo que representa un coste aproximado de 1.300 millones de dólares.

La energía eléctrica servida se produjo básicamente en centrales térmicas de diésel (81,9 %) y de gas natural (5,8 %),

el 5,0 % tiene su origen en centrales hidroeléctricas y el 7,3 % restante se importó de países vecinos.

Según los datos de la IFC [4], los cortes en el suministro eléctrico son diarios, la mayoría de ellos están programados previamente y la duración de los periodos de disponibilidad o no de la red son conocidos. Aunque la duración promedio de un corte de suministro es de 7 horas, la duración real difiere entre las zonas urbanas y las zonas agrícola-ganaderas.

C. Palestina

Datos extraídos del informe energético anual del año 2011 de la Oficina Central de Estadística de Palestina (PCBS) [6].

La energía demandada en Palestina asciende a 5,2 TWh, el 89 % de la misma es importada de países vecinos (Jordania, Israel y Egipto) y el 11 % restante es producido por la única central térmica del país situada en la Franja de Gaza (toda la energía eléctrica demandada en Cisjordania es importada).

Según datos divulgados por la IFC [4], el número de cortes de suministro eléctrico en un mes típico es de 8,7, siendo su duración media de 3,7 horas.

Estos datos ponen de manifiesto la dependencia que estos tres países tienen de los combustibles de origen fósil para la generación eléctrica, lo que implica una fuerte dependencia de otros países para el suministro de recursos energéticos de los que ellos no disponen. En este sentido, el caso de Palestina es especialmente grave ya que, además de importar el combustible también importa prácticamente el 90 % de la energía eléctrica consumida en el país.

Bajo el punto de vista de la fiabilidad del suministro de electricidad, nos encontramos dos casuísticas claramente diferenciadas. En primer lugar está el caso del Líbano donde se dan cortes de suministro eléctricos diarios con una duración media de 7 horas. Esto implica el funcionamiento de grupos electrógenos durante largos periodos de tiempo, ya que es prácticamente inviable el uso de sistemas de almacenamiento para suplir la energía necesaria. En este caso los sistemas de almacenamiento se utilizarán como puente energético desde el momento del fallo de red y el arranque y sincronismo de los generadores diésel.

El otro caso corresponde a Jordania y Palestina, donde los cortes de suministro eléctrico son menos frecuentes y de menor duración. En este caso el sistema de almacenamiento también se utilizará como puente energético, pero también se podría plantear su uso para implementar estrategias de gestión de puntas de demanda (*peak shaving*).

De acuerdo a estas necesidades será necesario diseñar y dimensionar el sistema energético a utilizar, también será necesario describir la arquitectura del sistemas de gestión de energía (*Energy Management System - EMS*) y el conjunto de reglas que regirán su funcionamiento. Estos aspectos serán tratados en los próximos apartados.

V. SISTEMAS ENERGÉTICOS COMERCIALES

El análisis de los objetivos del proyecto MED-Solar y de las peculiaridades de los sistemas eléctricos de los países considerados apunta hacia un sistema energético que incluya

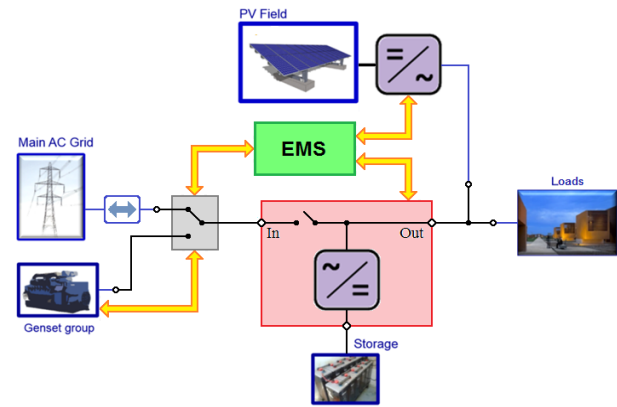


Fig. 1. Arquitectura del sistema energético propuesto.

los siguientes elementos:

- Generación: Red, generador diésel y generador FV.
- Almacenamiento: Banco de baterías.
- Consumos: Que podrían dividirse en cargas prioritarias (críticas) y no prioritarias.

La interconexión e interacción entre generadores FV, generadores diésel, sistemas de almacenamiento y cargas ha sido ampliamente estudiada en aplicaciones aisladas de la red. Estos sistemas son conocidos bajo el nombre de sistemas híbridos (*Hybrid Energy Systems - HES*). Por otra parte, la interacción entre la red eléctrica, sistemas de almacenamiento y cargas ha sido estudiada en aplicaciones conectadas a la red como son los sistemas de respaldo de energía, siendo los sistemas de alimentación ininterrumpida (*Uninterruptible Power Supply - UPS*), el ejemplo más relevante.

Los HES están ampliamente documentados en la literatura técnica [7-8], donde se describen sus principales ventajas e inconvenientes. No obstante, estos sistemas están diseñados para aplicaciones aisladas, por lo que no se prevé la utilización de la red eléctrica.

Los sistemas que contemplan la interacción entre la red eléctrica, consumos y sistemas de almacenamiento son los sistemas UPS. El uso de sistemas UPS de gran potencia se está extendiendo debido a la creciente demanda de energía eléctrica ininterrumpida de alta calidad, por lo que también es fácil encontrar bibliografía específica que los clasifique y que analice sus principales características [9]. Estos sistemas están diseñados para aplicaciones conectadas a red, por lo que no contemplan la utilización de generadores diésel.

En vista de lo expuesto, la interconexión e interacción de los cinco componentes identificados como parte del sistema energético a diseñar aparece como un reto tecnológico que ha empezado a ser abordado recientemente por algunas empresas relacionadas con el sector FV. Ejemplos de esto los encontramos en el sistema *Fuel Save* de SMA [10], el sistema *D:Hybrid* de Donauder [11] o en la solución de integración diésel-PV ofrecida por Ingeteam [12].

Estos sistemas energéticos disponibles comercialmente no dan respuesta a las necesidades planteadas por los escenarios energéticos descritos en este proyecto, ya que la integración de elementos como la red o los sistemas de almacenamiento no están todavía resueltos de forma satisfactoria.

VI. SISTEMA ENERGÉTICO (ES) PROPUESTO

Los dos condicionantes más importantes impuestos en este proyecto son: máximo aprovechamiento de las infraestructuras ya existentes en los lugares donde se vaya a instalar el ES, y que su diseño esté basado en equipos comerciales, lo que supone minimizar las necesidades de desarrollo tecnológico.

En este sentido, se parte de un escenario en el que ya existen unos determinados consumos (que pueden estar priorizados o no), la red eléctrica, un generador diésel y un sistema de conmutación entre generador y red (que puede ser automático o no). Sobre esta infraestructura hay que integrar la generación FV y un sistema de almacenamiento basado en baterías.

La Fig. 1 muestra la arquitectura del ES propuesto, la cual no contempla la existencia de consumos prioritarios y es similar a la ofrecida por diversos fabricantes de inversores para aplicaciones en sistemas híbridos.

La elección de un equipo inversor-cargador de baterías comercial está relacionada con la funcionalidad deseada para el ES y con la potencia de los consumos a servir. Respecto a la funcionalidad destacan dos prestaciones importantes: la gestión de cargas prioritarias y la gestión de puntas de demanda. La Tabla I recoge un resumen de las principales prestaciones y potencias de operación continua de algunos equipos inversores-cargadores de baterías disponibles en el mercado.

TABLA I
PRINCIPALES PRESTACIONES DE INVERSORES/CARGADORES COMERCIALES

Equipo	Prestaciones	Potencia nominal
Xantrex XW (Schneider)	- Gestión de puntas de demanda - Xanbus	54 kW (9 x 6 kW)
Sunny Backup (SMA)	- Gestión de puntas de demanda - RS232, RS485 y CAN	60 kW (12 x 5 kW)
Xtender (Studer)	- Gestión de puntas de demanda - RS232, LAN, GSM	63 kW (9 x 7 kW)
Sunny Island (SMA)	- RS48, GSM	216 kW (36 x 6 kW)
Quattro (Victron)	- Gestión de puntas de demanda - Gestión de cargas críticas - VE.net, CAN	270 kW (30 x 9 kW)

Si pensamos en instalaciones con puntas de consumo de unos 200 kW, los datos anteriores sugieren la división de los equipos inversores/cargadores de batería en dos grupos: uno formado por inversores de un rango de potencia nominal hasta unos 60 kW, lo que los haría aptos como equipo de respaldo de sólo las cargas críticas y otro formado por inversores de potencia nominal entre los 200 y los 250 kW que serían aptos para el respaldo energético de toda la instalación considerada.

La gestión de cargas críticas es una opción que se puede implementar fácilmente aunque se utilicen equipos que no incluyan esta prestación e incluso la gestión niveles de prioridad de cargas sería sencilla de implementar mediante un sistema de gestión de energía (EMS).

Una funcionalidad más compleja es la gestión de puntas de demanda. Si se utiliza un equipo apto para el respaldo de todos

los consumos, su implementación es inmediata si el equipo utilizado dispone de esta prestación. En el caso de utilizar un equipo con esta prestación pero sólo para el respaldo de las cargas críticas, la implementación de una gestión de puntas de consumo pasa por la utilización de un sistema EMS que tenga acceso a los parámetros programables del inversor/cargador de baterías utilizado.

Otro aspecto a considerar es la necesidad de controlar el inversor FV que se debe utilizar en estos sistemas. Cuando la fuente de alimentación de los consumos es la red, la consigna de operación del inversor FV (P_{FV}) es el punto de máxima potencia (*Maximum Power Point* - MPP) del generador FV. Esto puede ser así si asumimos una red suficientemente fuerte para absorber la posible diferencia entre la potencia generada (P_{FV}), la consumida por las cargas (P_L) y la utilizada para cargar las baterías (P_{BAT}).

Cuando los consumos son servidos por el generador diésel puede ser necesario limitar la potencia del inversor FV con el fin de garantizar que el generador diésel opere por encima de aproximadamente el 30 % de su potencia nominal y así evitar posibles problemas mecánicos y un funcionamiento ineficiente [13]. Sería el EMS el elemento encargado de la posible limitación de la potencia del inversor FV, lo que implica tener acceso a alguno de sus parámetros de funcionamiento.

Finalmente, si la red AC está formada por el inversor-cargador de baterías también podría ser necesario limitar la potencia fotovoltaica (P_{FV}) con el fin de igualarla a la demandada por los consumos (P_L) más la demandada por la carga de las baterías (P_{BAT}).

La Fig. 1 también muestra la integración de un EMS dentro de la arquitectura propuesta para el ES, mostrando la interconexión de los diferentes elementos.

El EMS debe poder cambiar la consigna de potencia del inversor FV y, si se desea implementar una gestión de puntas de consumo, algunos parámetros del inversor-cargador de baterías. Esto implica que los equipos utilizados dispongan de la opción de ser configurados externamente y de forma dinámica mediante un bus de comunicaciones.

El valor de los parámetros a modificar se determinará a partir de las restricciones técnicas del sistema y de aspectos económicos relacionados con el coste de la energía producida por las diferentes fuentes. Para la toma de decisiones el EMS necesita adquirir el valor de varias magnitudes del sistema (potencia generada/consumida por cada elemento, estado de carga (*State of Charge* - SoC) de la batería, etc.). Estos datos pueden adquirirse a través de los buses de comunicaciones de los elementos empleados o bien a partir de sistemas de adquisición de datos colocados en diversos puntos del sistema.

En el apartado siguiente se presentará la arquitectura y la funcionalidad prevista para el EMS que se propone utilizar en este proyecto.

VII. SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICO (EMS)

Una arquitectura genérica de los sistemas de gestión se basa en diferentes niveles de toma de decisiones con una estructura

jerárquica claramente definida, siendo habitual arquitecturas como la mostrada en la Fig. 2, donde se utilizan sólo tres niveles en la toma de decisiones [14-16]. Estos tres niveles son el operacional, el táctico y el estratégico.

Esta arquitectura permite definir los objetivos generales del sistema, la frecuencia de la toma de decisiones (largo, medio y corto plazo) y las interacciones entre los distintos niveles. Cada nivel de gestión puede incluir varios módulos de administración, que son elementos responsables de cumplir con un objetivo específico, siendo también responsable del envío de sus decisiones y/o sugerencias a los módulos situados en otros niveles de la cadena de decisión.

Cuando esta arquitectura se traslada a un EMS es habitual asignar un nivel más alto a la gestión de energía con respecto a la gestión de potencia, ya que la energía se corresponde con el uso acumulativo de potencia durante un determinado periodo de tiempo. Por otra parte, el nivel más bajo de la arquitectura corresponde a los elementos que forman la capa física de la aplicación.

Si identificamos los elementos, tácticas y estrategias que han de formar parte del EMS a diseñar se pueden identificar las siguientes partes:

A. Nivel operacional

En este nivel se encuentran los equipos que forman parte del sistema energético propuesto, como son el inversor FV, el inversor/cargador de baterías, el generador diésel y el interruptor de selección de generador AC. Las decisiones tomadas en el nivel superior se traducirán a los valores que se han de programar en las variables que sean accesibles de los equipos que forman este nivel. Dicho de otra forma, el nivel superior sólo podrá diseñarse para tomar decisiones cuya ejecución esté soportada y pueda ser programada en los equipos utilizados en este nivel.

B. Nivel táctico

Este nivel corresponde al primero que se programaría en el EMS, siendo su misión la de gestionar el tráfico de potencias en el sistema energético diseñado. El balance instantáneo de potencias se realiza de forma automática por los equipos utilizados en el nivel operacional, pero en este nivel se debe planificar la distribución de potencia bajo un punto de vista de sistema. En este nivel se determinan los valores a programar en los equipos del nivel inferior (nivel operacional) con el fin de garantizar la funcionalidad del sistema en las situaciones previstas, tales como:

- Limitación de la corriente de carga de baterías.
- Limitación de la potencia entregada por el generador FV.
- Gestión de las puntas de demanda.
- Gestión de consumos prioritarios.
- Gestión de la reserva rodante de potencia.

C. Nivel estratégico

Este último nivel corresponde al de más alta jerarquía y será el encargado de implementar las estrategias de gestión de la energía dentro del ES propuesto. En este nivel se tomarán

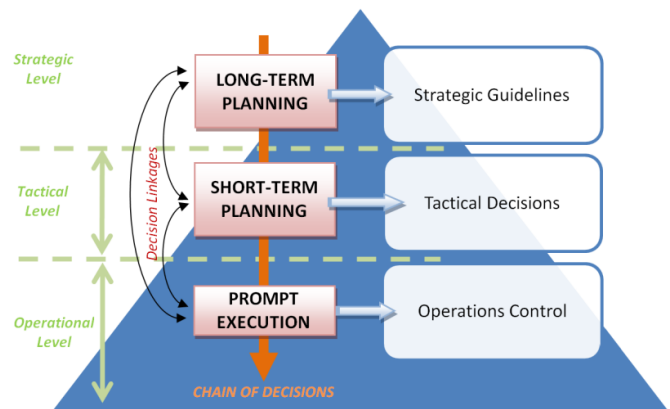


Fig. 2. Arquitectura de un sistema jerárquico de gestión de tres niveles [16].

decisiones considerando, por ejemplo, los esquemas tarifarios vigentes en la región donde se instale el ES (tarifa regulada, balance neto, tarificación por franja horaria...), el coste y del combustible de los generadores utilizados, previsiones de evolución de la demanda y de la producción fotovoltaica, etc. En cualquier caso, las estrategias a implementar estarán orientadas a garantizar el suministro de energía a las cargas con la mayor seguridad y el menor coste posible.

Una peculiaridad del EMS a diseñar consiste en la posible utilización de tres fuentes de energía (red eléctrica, generador diésel y batería/inversor) para generar la red de suministro de los consumos. Esto implica que la planificación estratégica (segundo nivel del EMS) puede ser diferente en función de la fuente disponible. De acuerdo con esto, se definen cuatro modos o estados posibles de funcionamiento del ES: tres relacionados con la fuente de energía conectada a los consumos y un cuarto que se corresponde al caso de no disponer de energía suficiente para alimentarlos.

Para cada uno de estos modos se define un nivel táctico propio y adecuado a las características de la fuente de energía utilizada, de forma que todos comparten los mismos equipos del nivel operacional.

Las transiciones entre estos cuatro modos pueden estar impuestas por eventos técnicos como puede ser la pérdida o recuperación del suministro de la red eléctrica, la avería del grupo diésel..., o bien por decisiones tomadas por el nivel superior dedicado a la gestión de energía. En este último caso se puede imponer la conmutación de una fuente de energía a otra si ambas están disponibles y además la nueva situación es más favorable bajo un punto de vista económico.

La Fig. 3 muestra, a nivel esquemático, los cuatro estados definidos para el EMS propuesto.

Las operaciones previstas en el nivel táctico de cada estado son las siguientes:

Modo 1. Cargas alimentadas por la red.

- Programación de la potencia activa y reactiva de generación FV para el control de la tensión del bus AC.
- Programación de la corriente de entrada del inversor/cargador de baterías para la gestión de las puntas de consumo.

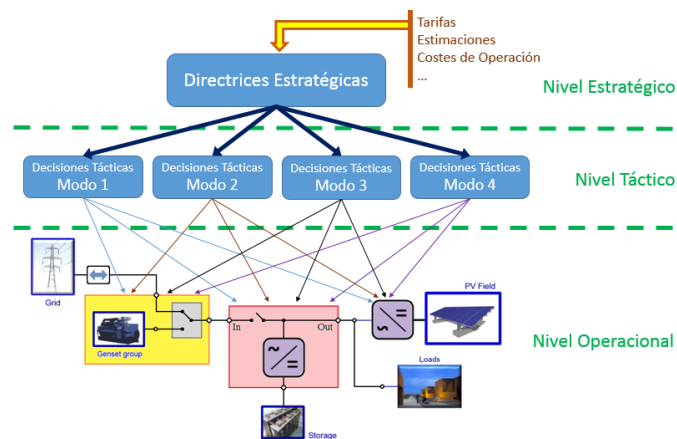


Fig. 3. Arquitectura del EMS propuesto.

Modo 2. Cargas alimentadas por el generador diésel.

- Programación de la potencia activa y reactiva de generación FV para garantizar el funcionamiento del generador diésel dentro de su zona de operación segura (condiciones de carga parcial y factor de potencia).

Modo 3. Cargas alimentadas por la batería.

- Programación de la potencia activa y reactiva de generación FV para el control de la tensión del bus AC.
- Garantizar la reserva rodante ante saltos de carga y disminución de producción FV mediante el control del encendido/apagado del generador diésel.

Modo 4. Cargas sin alimentar.

- Programación de la corriente máxima de carga de baterías.

A modo de resumen, todas las decisiones tomadas en alguno de los modos de trabajo que conforman el nivel táctico se implementarán mediante de la programación de las variables adecuadas de los equipos del nivel operacional, y las transiciones entre modos de operación pueden estar forzadas por las restricciones técnicas que ocurran, o bien, pueden estar impuestas por el nivel estratégico en función de previsiones o consideraciones básicamente de naturaleza económica.

VIII. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado, dentro del marco del proyecto MED-Solar, la arquitectura de un sistema de gestión de energía (EMS) eléctrica aplicable a sistemas eléctricos híbridos formados por la red eléctrica, sistemas de generación FV y diésel y sistemas de almacenamiento. Este EMS operará en cuatro sistemas de generación de energía eléctrica que se instalarán en los tres países de la región del Máshrek que participan este proyecto.

El EMS propuesto se ha organizado en una estructura de toma de decisiones jerárquica de tres niveles. El nivel operacional (corto plazo) se implementará utilizando, en la medida de lo posible, los equipos disponibles en las instalaciones a actualizar y/o equipos comerciales que deberán una programación remota a través de buses de campo.

El nivel táctico (medio plazo) se ha dividido en cuatro

modos de operación, tres que dependen de la fuente de energía que alimenta los consumos y un cuarto que se activará cuando no se disponga de energía para suplir los consumos.

Cada modo del nivel táctico incluirá los módulos de gestión (también descritos en este trabajo) necesarios para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Las decisiones de estos módulos se implementarán mediante de la programación de las variables adecuadas de los equipos del nivel operacional.

En el nivel estratégico (largo plazo) se toman decisiones relativas a transiciones entre dos modos de funcionamiento. Conocidas las restricciones técnicas del sistema (fuentes de energía disponibles), se pueden evaluar previsiones (demanda o producción FV) y considerar aspectos económicos (tipos de tarifas) para tomar decisiones sobre cuál es el modo de operación óptimo, atendiendo a criterios económicos, y programar las posibles transiciones necesarias.

REFERENCIAS

- [1] Página web del programa ENPI - CBCMED: <http://www.enpicbmed.eu>
- [2] Regulation (EC) No 1638/2006 of the European Parliament and of the Council of 24 October 2006 laying down general provisions establishing a European Neighborhood and Partnership Instrument. Official Journal of the European Union, November 9, 2006.
- [3] National Electric Power Company (NEPCO) - The Hashemite Kingdom of Jordan, "Annual Report 2012". Disponible online en: http://www.nepco.com.jo/store/docs/web/2012_en.pdf
- [4] International Finance Corporation (IFC) - The World Bank. "Enterprise Surveys - What Business Experience". Datos disponibles online en: <http://www.enterprisesurveys.org/Data/ExploreTopics/infrastructure>
- [5] International Energy Agency (IEA), "Lebanon: Electricity and Heat 2010". Disponible online en: <http://www.iea.org/countries/non-membercountries/lebanon>
- [6] Palestinian Central Bureau of Statistics (PCBS), "Annual Energy Tables and Energy Balance". Disponible online en: http://www.pcbs.gov.ps/site/lang_en/507/site/886/Default.aspx
- [7] B. Wichert, "PV-Diesel Hybrid Energy Systems for Remote Area Power Generation - A Review of Current Practice and Future Developments". Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 1, No. 3, pp. 209-228, 1997.
- [8] Saengprajak, Arnusorn, "Efficiency of Demand Side Management Measures in Small Village Electrification Systems". Kassel University Press, ISBN: 978-3-89958-273-4, 2007.
- [9] General Electric, "UPS Topologies for Large Critical Power Systems (> 500 kVA)". 13th Annual Power Quality Exhibition & Conference, 2002.
- [10] SMA, "SMA Fuel Save Solution". Application Note Ref.: PVDIESELHYBRID-AEN132111. Disponible online en: www.SMA-Solar.com
- [11] DONAUER, "D:Hybrid - Diesel/Photovoltaic System Solutions". Disponible online en: <http://www.hybrid.donauer.eu>
- [12] Ingeteam, "Diesel-PV Solutions. Integration of photovoltaics into diesel grids". Disponible online en: http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Sector/Documento/SSE_1_291_Archivo_ingeteam-diesel-pv-solutions-eng.pdf
- [13] Chemmangot V. Nayar, "High Renewable Energy Penetration. Diesel Generator Systems, Paths to Sustainable Energy", Dr Artie Ng (Ed.), ISBN: 978-953-307-401-6, InTech, 2010.
- [14] Sustainable Energy Authority of Ireland, "Building Energy Management Systems (BEMS)". Disponible online en: http://www.seai.ie/Your_Business/Technology/Buildings/Building_Energy_Management_Systems_BEMS.html
- [15] Michael Rader, "Energy Management: Monitoring, visualization, evaluation and optimization of energy consumption". Building Experts Newsletter, Feb. 2012.
- [16] João P. Trovão et al, "A multi-level energy management system for multi-source electric vehicles - An integrated rule-based meta-heuristic approach". Applied Energy, Vol. 105, pp. 304-318, May 2013.