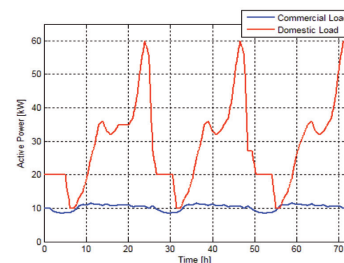


Simulación de microred en corriente continua y estudio de gestión de potencia y de carga/descarga de baterías

Simulation of direct current microgrid and study of power and battery charge/discharge management



Jorge Mírez¹, Luis Hernández-Callejo^{2*}, Manfred Horn¹ and Luis-Miguel Bonilla²

¹ UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA. Grupo de Modelamiento Matemático y Simulación Numérica. Facultad de Ciencias. Av. Tupac Amaru 210, Rímac Lima 25 - Lima (Perú). Tfno: + 51 970 03 03 94

² UNIVERSIDAD DE VALLADOLID. Departamento de Ingeniería Agrícola y Forestal. Campus Universitario Duques de Soria - 42004 Soria (España). Tfno: +34 975 129 100

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8475> | Recibido: 07/06/2017 • Evaluado: 08/06/2017 • Aceptado: 04/09/2017

ABSTRACT

- This work presents a mathematical model of a DC microgrid supplied with photovoltaic and wind power generation, storage (battery bank) and a conventional power grid. The microgrid has electrical loads domestic and commercial profiles. This model is utilized to propose, implement and analyze a new voltage management in this theoretical microgrid; for this, microgrid is simulated and some of its elements have no limits on some variables of work, which is used to determine the maximum values during simulations; therefore, it serves to assessments of the behavior of the system parameters: voltage, current, power and energy according to the values of temperature, solar radiation, wind speed, altitude and information on the behavior of the electric loads on the place where DC microgrid will be installed. Too, power management has been implemented. Three scenarios that represent the reality of this microgrid in normal operation are presented with all possible operating conditions and has been simulated and discussed with the purpose of defining working sub-voltages in DC microgrid nominal voltage. The importance of the present research is the possibility to evaluate the implementation of microgrids using the behavior of environmental variables, in order to determine the size the necessary equipment and to determine the management of power and voltage of the proposed microgrid. Too, is the possibility of evaluating the implementation of microgrids in places already existing or to be constructed, using patterns of consumption and behavior of environmental variables with the purpose of dimensioning the equipment and to evaluate the technique of power and voltage management proposal.
- **Keywords:** Battery, energy management, photovoltaic energy, wind energy, microgrid.

RESUMEN

Este trabajo presenta un modelo matemático de una microred DC alimentada con generación eólica y solar fotovoltaica, almacenamiento (banco de baterías) y un red eléctrica convencional. La microred tiene perfiles de cargas domésticas y comerciales. Este modelo es utilizado para proponer, implementar y analizar una nueva gestión de voltaje en esta microred teórica; para esto, la microred es simulada y algunos de estos elementos no tienen límite en algunas variables de trabajo, lo cual es usado para determinar

el máximo valor durante la simulación; por lo tanto, sirve para las evaluaciones del comportamiento de los parámetros del sistema: voltaje, corriente, potencia y energía acorde a los valores de temperatura, radiación solar, velocidad de viento, altitud e información del comportamiento de las cargas eléctricas en el lugar donde la microred DC va a ser instalada. También, gestión de potencia ha sido implementado. Tres escenarios que representan la realidad de esta microred en operación normal son presentados con todas las posibles condiciones de operación y han sido simuladas y discutidas con el propósito de definir sub-voltajes de trabajo dentro del voltaje nominal de microred DC. La importancia de la presente investigación es la posibilidad de evaluar la implementación de la microred usando el comportamiento de las variables ambientales, con el fin de determinar el tamaño del equipamiento necesario y determinar la gestión de potencia y voltaje de la microred propuesta. También, es la posibilidad de evaluar la implementación de la microred en lugares ya existentes o a ser construidos, usando patrones de consumo y comportamiento de variables ambientales con el propósito de dimensionar el equipamiento y evaluar las técnicas de gestión de voltaje y de potencia propuestas.

Palabras Clave: Batería, gestión de energía, energía fotovoltaica, energía eólica, microred.

1. INTRODUCCIÓN

La era de las centrales eléctricas cada vez más grandes parece haber terminado. Esta bien encaminado la apertura de la red de transmisión y distribución a productores independientes quienes ofrecen plantas de pequeña escala más baratas y más eficientes [1]. Por años el concepto de *Generación Distribuida* (GD) fue establecido con generación y despacho de energía típicamente menor que 50 MW [2] y diferentes generadores son usualmente conectados a la red de distribución en el cual usan voltajes desde 230/415 V hasta 145 kV [2]. La GD es un criterio importante para dos casos: *Smart Grids* (SG) y *Microredes* (MG). Las SG usan sensores, capacidad computacional, control, optimización y comunicaciones destinadas a mejorar la total funcionalidad de los equipos que suplen de energía eléctrica. Sin embargo, los costos de desarrollo e implementación de las SG son muy altos. Una alternativa son las MG, una opción menos costosa que implica menor generación de potencia, almacenamiento y consumo, con el cual se puede desarrollar, adaptar, innovar y proponer tecnologías locales. Las MG son

redes de pequeña escala para suministro de calor y electricidad y hay de varios tipos de acuerdo a la forma de la onda del voltaje del bus de la MG: microredes de AC (MG AC); microredes de DC (MG DC) e microredes híbridas con parte del bus de la MG trabajando con voltaje AC y el resto con voltaje DC. La operación puede ser en dos modos (a) conectado y (b) aislado de la red eléctrica. La operación y gestión de la MG es controlado y coordinado a través de: controladores de las microfuentes y un controlador central que tiene un módulo gestor de potencia y módulo de coordinación de protección eléctrica. La máxima capacidad de un MG es limitada a 10 MVA por recomendación IEEE [2]. Las MG pueden usarse en una infraestructura eléctrica existente. Las MG, en recientes años, son un tema de mucho interés porque ellos reducen los costos de transmisión e inversión en redes eléctricas, acortando tiempos de construcción y facilitando los procesos de traslado e instalación de pequeñas fuentes de generación de potencia.

Hay similares experiencias en la construcción e implementación de MG DC: en [3] es presentado un diseño en Bangladesh que considera una planta solar fotovoltaica, un banco de baterías y un generador diesel; el autor de [4] detalla el diseño de una MG DC en Sudáfrica consistente de una planta solar fotovoltaica, cargas DC y un banco de baterías.

Hay también estudios de modelamiento y simulación de MG: los autores de [5] presenta un detallado análisis del modelo de una planta de generación solar fotovoltaica híbrida, baterías y conexión a una red eléctrica externa (REE). En [6] es descrito una MG que tiene varios niveles de voltaje DC, cada voltaje DC tiene un componente asociado (ya sea como carga o como fuente). En [7] es reportada una MG con turbina de viento, baterías y cargas eléctricas con tres modos de operación y su respectivo sistema de control; la simulación analiza la parte dinámica con tiempos de simulación de hasta 6 segundos. En [8] la MG tiene diferentes componentes en detalle y distribución en dual-voltaje DC (+170 Vdc, -170 Vdc) usando tres conductores y tiempos de simulación de hasta 2 segundos. La protección de MG es estudiada para diferentes configuraciones en [9-10].

Todos estos estudios son basados en horas o tiempos más largos y consideran la infraestructura existente, pero las MG presentada en este artículo trabajan en tiempos más cortos pensando en el proceso transitorio a estudiar a futuro y permite modificar las capacidades nominales de todos los elementos (en múltiplos de las potencias nominales de los generadores considerados). Con respecto al tamaño de la energía almacenada, esto es flexible, considerando la demanda de energía. Se asume que la MG tiene cortos tiempos de operación y que permanentemente después de pocos minutos el costo de la energía generada en MG tiene que

ser determinada para decidir si la energía puede ser importada desde la REE. Por lo tanto, el modelo matemático tiene que ser una aproximación del comportamiento de la MG en tiempo real usando software de alto nivel y analizando luego los resultados de la simulación numérica. También se muestra que las MG DC presentan varias ventajas en comparación a las MG AC.

Algunas ventajas de las MG DC son: (a) permite una mayor cantidad de corriente eléctrica en la misma área seccional de cable eléctrico, (b) la sincronización entre fuentes no es necesaria, (c) la interconexión eléctrica entre componentes es de acuerdo al valor del voltaje, y (d), con la tecnología adecuada, ruido y armónicos tienen pequeña o nula presencia. Por lo tanto, el modelamiento y simulación de MG DC es importante, así como el estudio de los procesos de carga/descarga del almacenamiento bajo escenarios con un rango específico de voltaje, el cual permitirá visualizar la gestión del voltaje para una MG DC con microfuentes, banco de baterías y un punto de común acoplamiento (PCC) con la REE. Por eso, se ha hecho el modelamiento y simulación de cada componente y han sido integrados dentro de un único modelo de MG. En un caso práctico, la medición se realizará con Medidores Inteligentes, lo cual ha sido considerado durante la realización del presente estudio; los autores han tenido en cuenta el estado del arte y las tendencia en Medición Inteligente presentado en [11]. El artículo es organizado como sigue: Sección II muestra la MG en estudio; Sección III muestra el modelo matemático de la MG; Sección IV muestra y analiza tres escenarios de simulación; y Sección IV muestra conclusiones.

2. MODELO DE MICRORED A ESTUDIAR

La configuración y componentes de la MG a estudiar son descritas en Fig. 1.a (MG conectada a una REE) y Fig. 1.b (MG aislada de la REE). En ambos casos la MG opera en estado estable. La MG consiste de cuatro turbinas de viento con 100 kW de capacidad nominal cada una, una planta solar fotovoltaica, un transformador (ideal con relación nominal 10/0.13 kV) – rectificador, inversores conectados a las cargas eléctricas (doméstica y comercial) y un Controlador Central (CC). El rectificador ha sido modelado usando [12], el inversor con [13] y las cargas eléctricas con [14-15]. Adicionalmente se tiene un banco de baterías con 1 MWh de capacidad de almacenamiento. Cada fuente tiene su propio Controlador de Microfuente (MC). La MG tiene un CC que ejecuta el control global de la operación y protección de la MG a través de los MCs con dos módulos básicos: Módulo de Gestión de Potencia y Módulo de Coordinación de Protección, cuyos métodos de operación están descritos en [2,16].

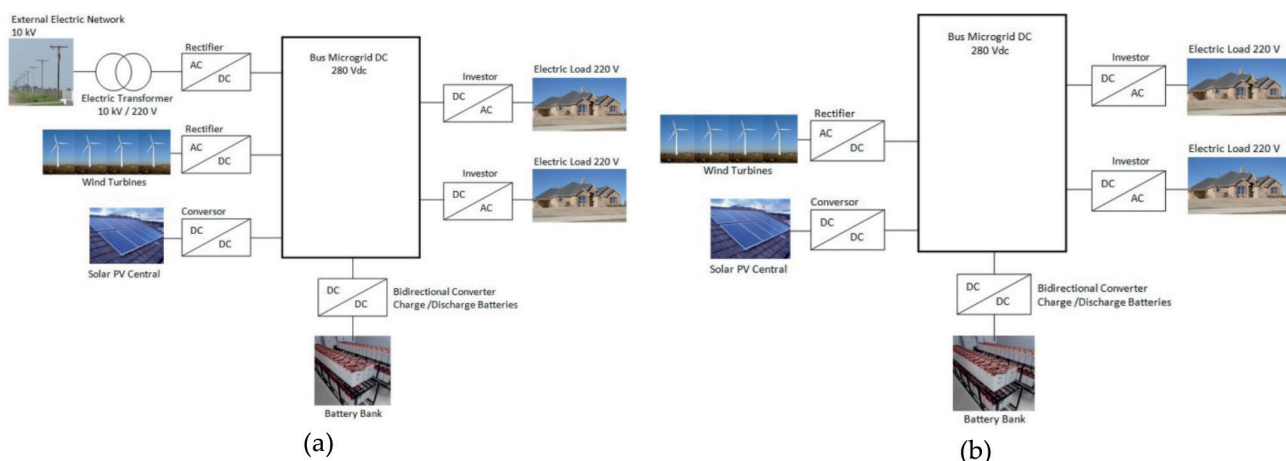


Figura (1.a) MG conectada a REE, y; (1.b) MG desconectada de la REE

La MG es asumida como conectada/desconectada a una REE en un único PCC. En este caso, el PCC es localizado sobre el lado primario del transformador 10/0.13 kV. La MG estudiada recoge los criterios de las SG en el que parámetros para procesamiento de información (voltaje, corriente, potencia, energía y frecuencia) son coleccionados continuamente, procesados y proveen respuesta en el más corto tiempo posible. En este estudio un tiempo de simulación de 72 horas ha sido considerado y no está permitido que la MG entregue energía a la REE (porque en muchos países como Perú no está permitido, pero es fácil de implementarlo en un estudio si es necesario). La MG estudiada tiene un bus DC que conecta eléctricamente la generación, almacenamiento y las cargas eléctricas por medio de apropiados rectificadores e inversores multinivel. Las potenciales aplicaciones de la MG propuesta son lugares donde tanto el recurso solar y eólico son importantes.

3. MODELO MATEMÁTICO DE LA MICRORED ESTUDIADA

El modelo usado es principalmente basado en la descripción matemática de cada componente los cuales son explicados en esta sección. Con estos modelos, el siguiente paso es la integración de todos ellos dentro de un único modelo de microred.

3.1. TURBINA DE VIENTO

Una turbina de viento de eje horizontal con 100 kW de capacidad nominal ha sido considerada, la cual es descrita, modelada y los resultados de la simulación son presentados en [17] usando las Ec. 1-5. Este trabajo ha sido complementado con experiencias de la funcionabilidad de turbinas de viento y su interconexión con redes eléctricas descritas en [18], y en adición, con criterios de diseño e instalación descritos en [19].

$$\lambda = \frac{V}{\omega} \quad (1)$$

$$\lambda_i = \frac{3600R}{1609\lambda} \quad (2)$$

$$c_p = \frac{1}{2}(\lambda_i - 0.002\beta^2 - 5.6)e^{-0.17\lambda_i} \quad (3)$$

$$P = \frac{1}{2}\rho c_p A V^3 \quad (4)$$

$$\rho = \rho_o(1 + \alpha H) \quad (5)$$

En Ec. 1-5: C_p es coeficiente de potencia; ρ es la densidad a H ; ρ_o es la densidad del aire a nivel del mar; α es la factor de reducción de la densidad por la altura; H es la altura en metros sobre el nivel del mar donde las turbinas eólicas están instaladas; V es la velocidad del aire en m/s; β es el ángulo de ataque del álabes; R es el radio del rotor de la turbina, ω es la velocidad angular de la turbina; λ es el "tip speed ratio" original y λ_i es el "tip speed ratio" final considerando ajustes dimensionales en las variables en λ .

Un modelo de control y optimización para maximizar la producción de energía desde la turbina de viento reportada en [17] ha sido usado. La Fig. 2 en material suplementario muestra los resultados para la potencia de salida, ángulo de ataque y coeficiente de potencia de la optimización de las turbinas con velocidades de viento entre 0 – 25 m/s.

3.2. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

La simulación de paneles fotovoltaicos (PV) ha sido desarrollada considerando silicio mono cristalino como material base para

la fabricación. La densidad de corriente de una celda solar es obtenida desde [20-21] de acuerdo con:

$$J = J_{SC} - J_o \left(e^{\frac{v}{v_T}} - 1 \right) \quad (4)$$

donde: J_{SC} es la densidad espectral de la corriente de cortocircuito; J_o es la densidad de corriente de saturación, v es el voltaje en los electrodos de la celda solar y v_T es el voltaje térmico de la celda. La corriente generada en la celda solar es:

$$I = I_{SC} - I_o \left(e^{\frac{v}{v_T}} - 1 \right) \quad (5)$$

y relacionándose con (4), se tiene:

$$I_{SC} = A J_{SC} \quad (6)$$

$$I_o = A J_o \quad (7)$$

donde: A es el área total del dispositivo. La potencia eléctrica de la celda es:

$$P = V \times I \quad (8)$$

La influencia de la radiación solar y la temperatura en la celda solar es:

$$P_{PV} = P_{SCT} \frac{G_{ING}}{G_{STC}} [1 + k(T_c - T_r)] \quad (9)$$

donde: P_{PV} es la potencia PV generada; P_{SCT} es la potencia nominal bajo condiciones de prueba estándar; G_{ING} es la irradiación instantánea; G_{STC} es la irradiación solar bajo condiciones de prueba estándar; k es el coeficiente de temperatura del silicio con el que las celdas fotovoltaicas han sido manufacturadas.

Usando (4) a (9) en los datos de la celda solar Panasonic Cell Solar Model BR-160716C: voltaje de operación 16 V, corriente de operación 34 A, voltaje de circuito abierto 24 V, promedio de corriente de corto circuito 36 V, fuente de luz 100 mW/cm² y temperatura 25 °C [22]. El modelo de planta PV establecido para este trabajo consiste en un arreglo de 10 bloques conectados en paralelo y en cada bloque hay 16 paneles conectados en serie. La simulación de la planta PV ha sido considerada un rango de valores de voltaje uniformemente distribuidos entre 270 – 300 Vdc el cual corresponde a aproximadamente +/- 5 % del voltaje nominal de entrada (285 Vdc) del inversor usado. La potencia generada por la planta solar y la radiación solar se muestra en la Fig. 3 (disponible en material suplementario).

3.3. ENSAMBLE TRANSFORMADOR/RECTIFICADOR

El transformador de potencia es combinado con un rectificador de potencia para entregar potencia a la MG DC desde la REE. Un transformador ideal ha sido considerado, en el cual el voltaje secundario (V_2) está definido por el voltaje primario (V_1) en cual es conectado a la REE, siendo las corriente en el primario y secundario así como la potencia, las variables a determinar con las condiciones de operación de la MG. Es decir:

$$V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{N_2}{N_1} \right) \quad (10)$$

donde: N_1 y N_2 son el número de vueltas en el embobinado primario y secundario respectivamente. Similarmente; un rectificador de potencia ha sido usado con la razón de conversión obtenida en [12]:

$$V_A = V_L / 0.4552 \quad (11)$$

$$P_{inp} = P_{out} \times 1.1021505 \quad (12)$$

donde: V_A es el voltaje de suministro a la MG (conectada en el lado de la MG DC); V_L es voltaje de línea en el lado de entrada del rectificador (conectada al lado secundario del transformador); P_{inp} y P_{out} son las potencias de entrada y salida del rectificador (las pérdidas también han sido consideradas). El voltaje en el lado primario del transformador ha sido uniformemente distribuido entre 9.5 kV – 10.5 kV con N_1/N_2 igual a 10000/130.

3.4. CARGA/DESCARGA DE BATERÍA Y PROPUESTA DE GESTIÓN DE VOLTAJE

La energía eléctrica algunas veces debe ser almacenada para ajustar el balance entre demanda y unidades de generación, usualmente trabajando en un punto de operación óptimo. Los compuestos químicos en las baterías sirven como un medio de almacenamiento de energía, y durante el proceso de descarga, se producen procesos químicos que generan la energía eléctrica que se extrae de la batería como corriente eléctrica a un cierto voltaje [23]. La simulación del banco de baterías ha sido considerada como un Gestor de Almacenamiento de Energía (ESM = *Energy Storage Management*) con una tensión de descarga V_d de 280 Vdc, la corriente de carga I_c del banco de baterías es 5 A, potencia de carga P_c es calculada mediante $P_c = V_{dc} I_c$; P_d y I_d son la potencia y corriente de descarga requerida por la demanda de la MG, V_L es el voltaje de la MG medido con voltímetros. Una representación de la prioridad de los voltajes de las fuentes de la MG que establecen el valor nominal del voltaje de la MG DC se muestra en la Fig. 4 de modo tal que el voltaje de funcionamiento más alto (Nivel 1) es definido por las micro-fuentes, un segundo nivel (Nivel 2) como micro-fuentes que no tienen capacidad de suministro y voltaje de baterías que definen el voltaje de la MG, y el tercer nivel (Nivel 3) donde tanto microfuentes y banco de baterías no pueden suministrar y la REE define el voltaje de la MG; la diferencia entre niveles son variaciones pequeñas dentro del rango del voltaje nominal de la MG. La estrategia descrita define los procesos de carga y descarga del banco de baterías.

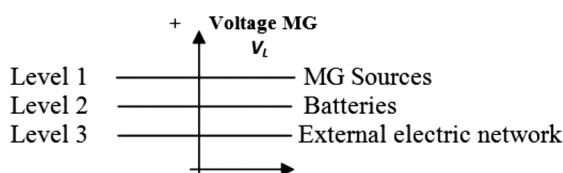


Figura 4: Esquema de gestión de voltaje de la MG

3.5. CABLES ELÉCTRICOS

En el presente artículo se ha considerado que la distancia de interconexión entre cargas y fuentes son cortas y a través de muchas trayectorias, por consiguiente, ha sido considerada como nula la influencia de los conductores eléctricos (impedancia igual a cero). En una posible implementación en el futuro bajo estas consideraciones, la MG DC asumida tendrá voltímetros localizados en diferentes partes de la MG y los datos coleccionados serán usados para mantener la calidad del voltaje en la MG.

3.6. INVERSOR DE POTENCIA

Un inversor multinivel ha sido considerado y que generan voltajes y corrientes sinusoidales con contenido armónico mucho mejor en comparación con aquellos hechos con modulación de ancho de pulso (PWM). Inversor multinivel tiene diferentes niveles de voltaje DC y con conectados/desconectados en series formando un voltaje de salida que se aproxima con alta precisión a una onda sinusoidal. Ha sido considerado un nuevo diseño de inversor de 81 niveles con eficiencia del inversor eff de 0.5 reportada en [13] acorde a las ecuaciones:

$$V_{rms} = V_{net} / 1.29545 \quad (13)$$

$$P_{net} = p_{load} / eff \quad (14)$$

$$I_{net} = P_{net} / V_{net} \quad (15)$$

$$I_{load} = p_{load} / V_{rms} \quad (16)$$

$$p_{less} = P_{net} - p_{load} \quad (17)$$

donde: I_{net} e P_{net} son la potencia y corriente de ingreso desde la MG; V_{net} es el voltaje nominal de la MG (igual a 280 Vdc); I_{load} y P_{load} son la potencia y corriente de salida del inversor; p_{less} son las pérdidas de potencia del inversor, V_{rms} es el voltaje nominal de salida (igual a 220 Vac).

3.7. CARGAS ELÉCTRICAS

El demanda en cargas domésticas y comerciales es típico [14–15]; cargas domésticas tienen un alto consumo en horas de la noche y las cargas comerciales tienen un uniforme consumo. Los patrones considerados se muestran en la Fig. 5.

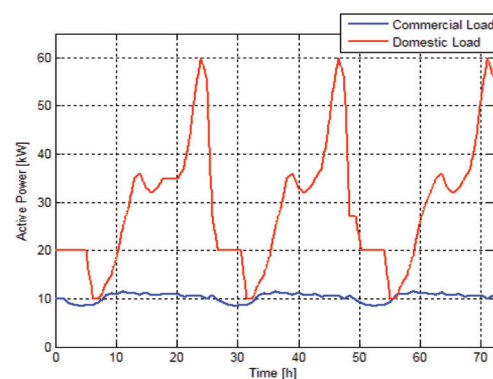


Figura 5. Diagramas de carga comercial y doméstico

3.8. GESTIÓN DE POTENCIA EN MICRORED

La gestión de potencia realiza la más apropiada decisión para ordenar la priorización del despacho desde las microfuentes al interior de la MG y considerar como el último recurso la potencia desde la REE; es decir, ha sido priorizada como: (a) energías renovables son priorizadas a entregar su energía eléctrica a la MG; (b) en caso de déficit, la fuente de almacenamiento de energía inyecta energía dentro de la MG; y (c) en caso de déficit de potencia de las microfuentes y baterías, la MG es alimentada desde la REE. La ecuación básica de la gestión de potencia en un cierto instante es mostrada en Ec. 18.

$$P_{surplus} = P_{turb} + P_{PV} - P_{pcl} \quad (18)$$

donde; P_{turb} es la potencia despachada desde las turbinas eólicas; P_{PV} es la potencia despachada desde la planta solar PV; and

P_{pcl} es el potencia consumida por las carga. Por lo tanto, cuando el exceso de potencia es mayor a cero ($P_{surplus>0}$) más potencia ha sido generada que demandada siendo esta diferencia almacenada y/o entregado a la REE; sin embargo, cuando el exceso de potencia es mejor que cero ($P_{surplus<0}$), procesos de descarga en la fuente de almacenamiento de la MG es realizado y si la energía almacenada se acaba, entonces ingresará desde la REE. La Fig. 6 (disponible en material suplementario) muestra un exceso/déficit de corriente en MG. Operación de las MG combinan tanto control de voltaje y potencia, por lo tanto, se deduce que cada dispositivo electrónico de la MG debe ser adecuadamente diseñado para permitir realizar mediciones de voltaje locales y hacer ajustes para adaptarse al voltaje fluctuante de la MG. También, esta se basa en criterios de operación elaborados y reportados por J. Mírez in [24].

4. DISCUSIÓN

4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SIMULACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE DATOS

El proceso de simulación usado (ver Fig. 7) inicia con la selección de un problema del mundo real (Etapa 1) el cual es analizado y simplificado asumiendo supuestos para aislar y estudiar algo específico (Etapa 2), entonces un modelo matemático es construido (Etapa 3) y trabajando con técnicas y herramientas matemáticas el problema es solucionado para obtener los valores de las variables en estudio (Etapa 4).

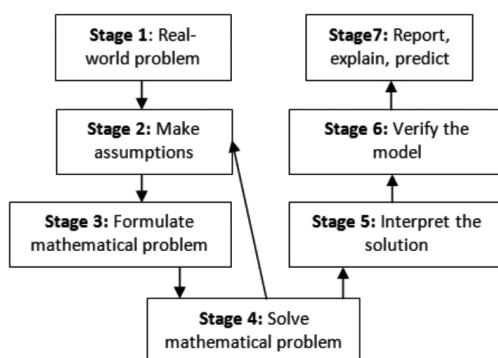


Figura 7: Proceso de modelamiento usado

Los resultados obtenidos son interpretados (Etapa 5) o ayudan a mejorar los supuestos (Etapa 2). Interpretar la solución (Etapa 5) permite verificar el modelo (Etapa 6) basada en la experiencia profesional y/o resultados experimentales. Si hay adecuada coincidencia, resultados son reportados (Etapa 7) y/o sirve como un punto de partida para más investigaciones.

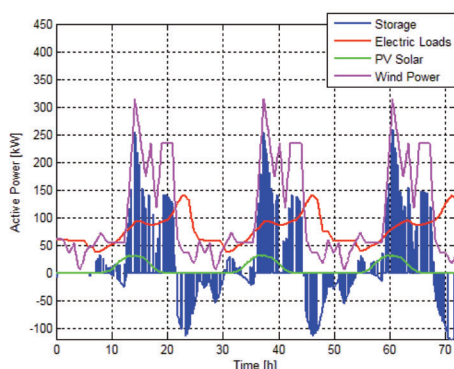


Figura 9a: Potencias en Escenario 1

Los datos de radiación solar son de la Agencia de Energía de Andalucía [25] y la curva de velocidad de viento ha sido preparada basada en [14-15] para cargas residenciales. Los datos de radiación solar son cada 15 minutos, en cambio para la temperatura y velocidad de viento son cada hora.

4.2. SIMULACIONES NUMÉRICAS

Se supone que el control tiene información que incluye tensiones de la MG que resultan de la interacción de fuentes y cargas. Este voltaje determina la carga/descarga de las baterías y la entrada/salida de energía eléctrica hacia/desde la REE. Además, se supone que se ha implementado una protección eléctrica adecuada de DC MG [26].

El voltaje del bus de la MG es simulada como un valor aleatorio uniformemente distribuido en un rango determinado, el cual trata de reproducir el comportamiento real del voltaje, y mantenerse entre determinados valores de acuerdo con las normas eléctricas de cada país (Fig. 8 en material suplementario muestra la diferencia de voltaje entre secundario del ensamble transformador-rectificador y bus de la MG, sólo valores positivos es considerado dado que la MG sólo permite el ingreso de energía desde la REE). En este contexto, si voltaje de descarga V_d 280 Vdc, vamos a considerar tres diferentes escenarios de simulación con rangos de voltaje uniformemente distribuidos del bus de la MG como (a) entre 260 Vdc a 290 Vdc, (b) entre 270 Vdc a 300 Vdc y (c) entre 275 Vdc a 295 Vdc; con el fin de comprender la influencia del proceso de carga/descarga de las baterías en el voltaje resultante del bus de la MG, la energía almacenada en el banco de baterías y el balance de energía de la microred, son definidas bajo la hipótesis de poder asignar diferentes sub-voltajes de trabajo en el voltaje nominal DC de la microgrid para micro-fuentes, banco de baterías y REE. En todos los escenarios de simulación, el funcionamiento del equipamiento se basa en las ecuaciones descritas; sin embargo estudios específicos pueden realizarse en cada componente de la MG como en [27].

4.2.1. Escenario 1: Voltaje del bus de la MG entre 260 Vdc a 290 Vdc

La Fig. 9.a muestra que se presenta procesos de carga (valores positivos) y descarga (valores negativos) en el banco de baterías. Como el voltaje nominal del bus de la MG DC es 280 Vdc, hay +10 Vdc al límite superior y -20 Vdc al límite inferior del rango de voltaje asumido para el bus de la MG DC e implica una tendencia a la acumulación de carga en el banco de baterías. La Fig. 9.b muestra la evolución de la energía almacenada en baterías, con una condición inicial de completamente descargada (en otros escenarios el banco de baterías es también de inicio de la simulación totalmente descargada), también, muestra la energía comprada desde

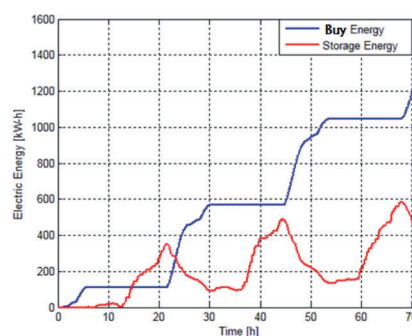


Figura 9b: Evolución de la energía almacenada y comprada

la REE la cual es siempre acumulativa. Las baterías no completan su carga al final del tiempo de simulación.

En este escenario debido a que el rango de trabajo está dentro de los tres niveles de voltaje posibles que el gestor de voltaje decide, el voltaje del bus de la MG es definido por la REE, y luego cuando el banco de baterías posea suficiente energía almacenada; en caso de déficit de producción de energía, el voltaje del bus de la MG DC es definido por el voltaje de la batería no cargada completamente o con carga parcial. La Fig. 10 (disponible en el material suplementario) muestra el voltaje final de la MG, donde dos niveles bien diferenciados se muestran en sus posibles rangos de voltaje.

4.2.2. Escenario 2: Voltaje del bus de la MG entre 270 Vdc a 300 Vdc

El voltaje de operación en este escenario es +20 Vdc y -10 Vdc del voltaje nominal respectivamente lo que implica una tendencia de una rápida carga de las baterías. La manera de conseguir este voltaje de funcionamiento es que las microfuentes y la energía de la REE tienen la misma gama de trabajo, dando la prioridad el envío de *microsources*. La Fig. 11a muestra que los procesos de carga y descarga del banco de baterías suceden, pero las descargas son menos comunes y la carga se establece por varias horas. La Fig. 11.b muestra en comparación con los resultados del Escenario 1, que las baterías tienen a estar completamente cargadas. Hay instantes de descarga del banco de baterías permitidos por el valor del bus de la MG pero en pequeña cantidad.

4.2.3. Escenario 3: Voltaje del bus de la MG entre 275 Vdc a 295 Vdc

La Fig. 12a muestra que la MG busca rápidamente la máxima

energía almacenada en el banco de baterías; por lo tanto, con no condición de descarga de la batería, las cargas son alimentadas desde las microfuentes y REE. La energía comprada se reduce porque las baterías han alcanzado su capacidad máxima. En escenarios anteriores, parte de la energía comprada estaba en el proceso de carga del banco de baterías. Si se superan los 280 V, las baterías se cargarán completamente. La Fig. 12b muestra la evolución del voltaje de la MG durante el tiempo de simulación, en comparación con los resultados de la Fig. 11, el voltaje de la MG tiene valores más altos. En el caso de exceso, las tecnologías actuales permiten regular la potencia inyectada hacia el microred desde las microfuentes y fuente de almacenamiento.

5. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones son las siguientes:

- En este artículo es presentado los resultados de un nuevo código que ha sido desarrollado bajo nueva gestión de voltaje y potencia. Con ello es posible obtener valores de varias variables (corriente, voltaje, potencia y energía) de la MG en estudio y puede ser usado para la determinación de la capacidad nominal de conductores, transformador, rectificador, baterías e inversores.
- De los resultados se deduce y verifica que los instrumentos de medición necesarios para la MG son: termómetros (para determinar la temperatura del aire y del panel solar), radiómetros (para medir la radiación solar), medición del ángulo de desplazamiento (para ser usados en turbinas de viento), medidores de potencia activa, energía, amperímetros (en cada rama de la MG) y voltímetros (en cada carga eléctrica, PCC y microfuentes).

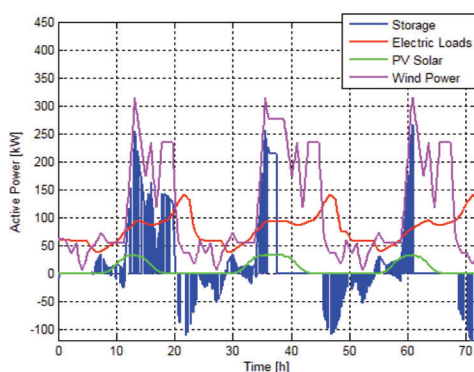


Figura 11.a. Potencias en Escenario 2

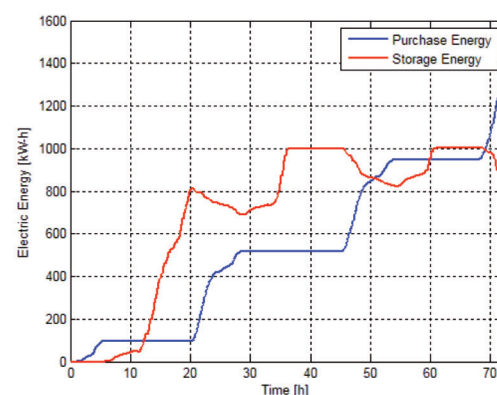


Figura 11.b. Evolución de la energía almacenada y comprada en Escenario 2

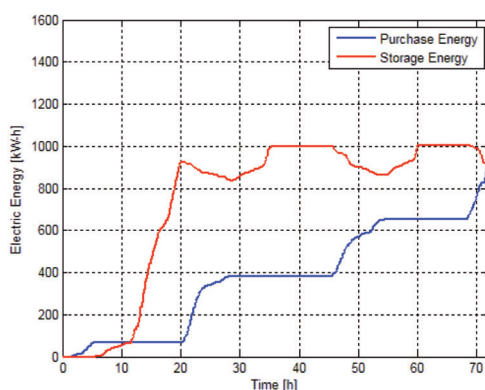


Figura 12a: Evolución de la energía almacenada y comprada por la MG según el escenario 3

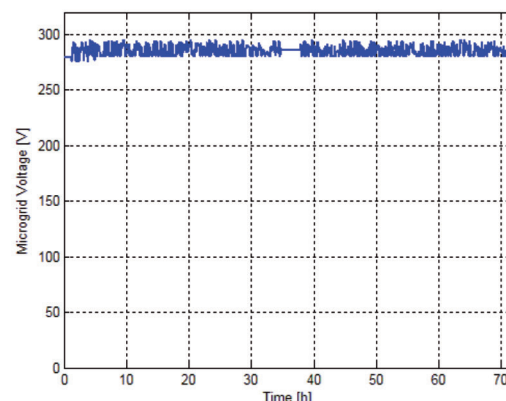


Figura 12b: Evolución del voltaje resultante en MG en Escenario 3

- c. Un nuevo gestor de voltaje ha sido propuesto y permite que las microfuentes y el banco de baterías tengan prioridad en el despacho y que la MG compre energía desde la REE en el caso de déficit para suministrar a la demanda; para ello en el ensamble transformador-rectificador debe considerarse la configuración correcta de los taps del transformador.
- d. El código desarrollado puede ser usado para el estudio de implementación de MG. Si el sitio para la implementación de la MG ya existe, es posible reunir información de campo de días representativos y que servirían para optimizar las implementaciones y el dimensionamiento adecuado de los diferentes componentes en la MG: microfuentes, cables eléctricos, potencia contratada con la empresa eléctrica de distribución y la fuente de almacenamiento.
- e. Los resultados de los diferentes escenarios muestran la evolución en el tiempo de la potencia y la energía acorde a la variación de los límites máximos y mínimos en el bus de la MG. En el escenario 1 es simulado la operación del banco de baterías con procesos de cargas y descarga a mediano plazo, sin embargo, existe una tendencia a carga completa como se muestra en el escenario 2. El escenario 3 muestra que hay un proceso de compra de energía aunque ya se tiene 100% de almacenamiento, por lo que la investigación futura servirá para optimizar el almacenamiento y salvaguardar el MG en el peor de los casos (una pérdida por falla de la REE y suministro sólo de fuentes internas a la MG). En conclusión, es observado que conociendo el comportamiento de la demanda y de la evolución del estado de carga del banco de baterías pueden ser inducidos los valores de voltaje en el bus de la MG, los cuales pueden servir como datos de realimentación en el control y gestión MG.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Masters G.M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. Wiley: NY, USA, 2004.
- [2] Chowdhury S., Chowdhury S.P., Crossley P. Microgrids and Active Distribution Networks. London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [3] Reza S.E., Mahmood M., Kalkbad A.S., Kabir E., et al. A Novel Load Distribution Technique of DC Micro-Grid Scheme on PV-Diesel Hybrid System for Remote Areas of Bangladesh. Int. J. Scient. & Tech. Res. 2013, 2, 1, 133-137.
- [4] Bokanga G.M., Raji A., TE Kahn M. Design of a low voltage DC microgrid system for rural electrification in South Africa. Journal of Energy in Southern Africa 2014, 25, 2, 9-12.
- [5] Makhlof M., Messai F., Benalla H. Modelling and Simulation of Grid-connected Hybrid Photovoltaic/Battery Distributed Generation System. Canadian Journal on Electrical and Electronics Engineering 2012, 3, 1, 1-10.
- [6] Chen D., Xu L. DC Microgrid with Variable Generations and Energy Storage. in IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011), Edinburgh, UK, Sept. 2011.
- [7] Xu L., Chen D. Control and Operation of a DC Microgrid with Variable Generation and Energy Storage. IEEE Transactions on Power Delivery 2011, 26, 4, 2513-2522.
- [8] Kakigano H., Miura Y., Ise T. Low-Voltage Bipolar-Type DC Microgrid for Super High Quality Distribution. IEEE Trans. Power Electron. 2010, 25, 12, 3066-3075.
- [9] Patil G., Satarkar M.F., Abande G. New Scheme for Protection of DC Micro grid. in International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology 2014, 3, s. i. 3, 103-107.
- [10] Vimalraj S., Somasundaram P. Fault Detection, Isolation and Identification of Fault Location in Low-Voltage DC Ring Bus Microgrid System. Int. J. Advanced Res. in Electrical, Electronics and Instr. Eng. 2014, 3, s. i. 2, 570-582.
- [11] Uribe-Perez N., Hernández-Callejo L., de la Vega D., et al. State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids. Appl. Sci. 2016, 6, 68; doi:10.3390/app6030068.
- [12] Villablanca M., Cádiz C., Tapia J. Tryistor-based AC/DC Rectifiers with High-quality Waveforms. Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería, 18, 1, 132-143, 2010.

- [13] Ríos F.E. Design and Construction of a Multinivel Three Phase Inverter. Pregrade dissertation, Dept. Engineering. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile. 2003.
- [14] Jesús H.T. Typical demand curves of electric power for the residential, commercial and industrial sector of Medellín, using artificial neural networks and algorithms of interpolation. Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia 2008, 46, 110-118.
- [15] Ponnirani A., Sulaiman E., Amely S., et al. A Study on Electric Energy Usage at the Residential Area. in Proc. of EnCon2007-1st Engineering Conference on Energy & Environment, Kuching, Malaysia, 2007.
- [16] Schwaeger C. DG3&DG4 Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation. Erlangen, Germany, Siemens AG, Rep. STREP Project, Dec. 2009.
- [17] Mírez J. Simulation of AC/DC Microgrid with PV, Wind, Battery and Conventional Sources. M. S. dissertation, Faculty of Sciences. National University of Engineering, Lima, Perú, 2011.
- [18] Ackermann T. Wind Power in Power Systems. Wiley: Chichester, England, 2005.
- [19] Hansen M. Aerodynamics of Wind Turbines. 2th ed., Earthscan: London, UK, 2008.
- [20] Niinistö A. Simulation of the Management of a Microgrid with Wind, Solar and Gas Generators. M.S. dissertation, Faculty of Electronics, Communications and Automation, Aalto University, Espoo, Finland, 2009.
- [21] Castañer L. Silvestre S. Modeling Photovoltaic Systems using PSpice. Wiley: Chichester, England, 2002.
- [22] Panasonic. Solar Cells Technical Handbook 98/99. Available online: URL (accessed on 13 October 2016): <http://www.solarbotics.net/library/datasheets/sunceram.pdf>
- [23] Keihne H.A. Battery Technology Handbook, 2th ed., Renningen-malsheim, Germany: Marcel Dekker, Inc., 2003.
- [24] Jorge Mírez. A modeling and simulation of optimized interconnection between DC microgrids with novel strategies of voltage, power and control. 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM). Pages: 536 – 541. Nüremberg, Germany. June 2017. <http://dx.doi.org/10.1109/ICDCM.2017.8001098>
- [25] Andalusian Energy Agency, Solar Radiation. Available online: URL (accessed on 13 October 2016): <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>
- [26] Salomonsson D., Söder L., Sannino A. Protection of Low-Voltage DC Microgrids. IEEE Trans. Power Del. 2009, 24, 3, 1045-1053.
- [27] Luis Mauro Ortega Gonzalez, David Romero Romero, Virgilio Vásquez López, Rubén Ortega Gonzalez, Óscar Carranza Castillo. Diseño de Controladores utilizando Transformación DC-AC para Inversores Monofásicos Operando en Modo Isla. Dyna Energía y Sostenibilidad. Enero – Diciembre 2016. Volumen 5. Páginas [18 pág.] DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/ES7862>

AGRADECIMIENTOS

J. L. Mírez agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONCYTEC) por financiar esta investigación doctoral en la Universidad Nacional de Ingeniería y parcialmente soportado por el proyecto MIGEDIR: Microredes con Generación Distribuida Renovables (código 713RT046) del Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología (CYTED), también al Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) del CIEMAT en Soria, España; al Grupo de Investigación de Sistemas Eléctricos de Potencia de Sandia National Laboratories en Albuquerque, Nuevo México, USA; y, Centro de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (CTIC) de la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.

MATERIAL SUPLEMENTARIO

http://www.revistadyna.com/documentos/pdfs/_adic/8475-1.pdf

