

INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES CON APLICACIONES EN BOMBEO DE AGUAS PARA CONSUMO HUMANO Y ACTIVIDADES AGROPECUARIAS

GABRIEL JAIME CORREA-HENAO¹, HENRY A. COLORADO², JUAN CARLOS ROJAS-ZERPA³

¹ SEDIC S.A. Ingenieros Consultores, Medellín, Colombia. e-mail: gcorrea@sedic.com.co

² Universidad de Antioquia. Facultad de Ingeniería, Medellín, Colombia. e-mail: henry.colorado@udea.edu.co

³ Universidad de los Andes. Facultad de Arquitectura y Diseño. Mérida, Venezuela. e-mail: juancrojas@ula.ve

Recibido: julio 2015

Aprobado para publicación: julio 2016

RESUMEN

La generación distribuida (GD) se consolida como una solución que permite acercar la generación de energía eléctrica a los centros de carga, con toda una serie de beneficios asociados a ello. Un beneficio directo: la GD permite introducir nuevos grupos de tecnologías y fuentes de generación que desde el punto de vista económico se veían muy limitados dentro del esquema de una generación centralizada a través de tecnologías convencionales (carbón, gasolina, diesel). La GD permite la utilización de fuentes energéticas alternativas, entre las que se destacan las energías renovables. En este trabajo se presenta una reflexión analítica sobre la conveniencia de aplicar una estrategia de generación distribuida para solucionar las necesidades energéticas de Zonas No Interconectadas del territorio colombiano (localizadas en los Llanos Orientales), dentro de la cual se presenta una metodología de dimensionamiento de sistemas energéticos y su posible integración para aplicaciones de bombeo de agua subterránea, cuyo impacto se refleja positivamente en actividades agropecuarias de las comunidades que acceden a estas tecnologías.

Palabras clave: generación distribuida; bombeo solar; energía solar fotovoltaica; dimensionamiento; irradiación

RENEWABLE ENERGY INTEGRATION WITH APPLICATION TO WATER PUMPING FOR HUMAN CONSUMPTION, AGRICULTURAL AND LIVESTOCK LABORS

ABSTRACT

Distributed Generation (DG) has become a solution that allows to bring up electric generation to load centers, with benefits associated to the fulfillment of power generation requirements that in other years have been very limited, from the economic point of view, within a framework of centralized generation. DG allows an increased use of alternative energy sources, and the use of renewable sources is particularly important. In this paper, an analytical reflection about the convenience of applying a strategy of distributed generation to solve energy needs of non-interconnected areas in the Colombian territory (Eastern Flatlands), containing both a dimensioning methodology for energy systems and its feasible integration for water pumping, whose impact may be replicated on livestock labors for the communities accessing such technologies.

Keywords: Distributed generation; solar water pumping; photovoltaic solar energy; sizing up; irradiation

INTRODUCCIÓN

La energía es el motor de desarrollo de la humanidad como civilización y es la clave de su equilibrio con el entorno natural (World Bank, 2008). Es innegable que la forma más útil de energía para la sociedad se representa en la forma de electricidad, la cual está presente en todos los sectores económicos y sociales, gracias a su gran variedad de aplicaciones, que van desde el alumbrado, calefacción o ventilación, hasta el campo de las telecomunicaciones,

tecnologías de la información, procesos industriales, etc. (Fenercom, 2009). En el actual escenario energético, se consolida la creciente utilización de la energía eléctrica, frente a fuentes primarias como los combustibles fósiles, las tecnologías de los sistemas de generación eléctrica distribuida, así como los sistemas de generación híbrida activa. Dentro de esta línea de desarrollo técnico, tecnológico y comercial, presenciamos el nacimiento y desarrollo de una disciplina en ingeniería eléctrica en línea con futuras áreas de investigación y nuevas actividades profesionales,

denominada “generación distribuida” (Paska, Biczal y Kłos, 2009).

Este trabajo consiste en una revisión del tema y una reflexión analítico-interpretativa de los modelos de suministro eléctrico empleados en la electrificación de pueblos o aldeas en países en vías de desarrollo, a partir de las experiencias documentadas en el ámbito de la generación híbrida. Adicionalmente, se presenta el procedimiento de diseño y dimensionamiento (actualmente disponible de manera dispersa en la literatura especializada), con la finalidad de exponer un caso de aplicación en una instalación aislada, con beneficios para instalaciones agropecuarias y para el bombeo de agua (Bayod-Rújula y Dia-Khalidou, 2010; Lorentz, 2015). De esta manera, se favorece la documentación de una experiencia derivada de un caso aplicativo de tecnologías de generación distribuida (GD), específicamente energía solar fotovoltaica (FV), para suministro eléctrico y para bombeo de agua en actividades agropecuarias en una zona no interconectada del territorio colombiano.

EL PARADIGMA DE LA GENERACIÓN CENTRALIZADA (GC) FRENTE A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

Las tecnologías de los sistemas eléctricos de generación distribuida (GD), así como los sistemas de generación híbrida activa, lejos de conducirnos a una meta considerada generalmente como utópica, establece las bases de un camino mediante el cual se podrá alcanzar su desarrollo y evolución en condiciones mucho más favorables que las que en la actualidad tenemos, en el escenario de distribución de energía a través de un sistema interconectado de potencia. El actual patrón de desarrollo energético está orientado a factores comerciales, centrado particularmente en los combustibles fósiles y la producción eléctrica centralizada (Hiremath, Shikha y Ravindranath, 2007). Bajo este esquema, la clásica cadena de suministro puede ser resumida de la siguiente manera: primero la energía primaria está disponible remotamente para ser transportada hasta las grandes plantas donde efectivamente puede ser transformada, luego de la transformación en un vector energético se vuelve a transportar hasta los sistemas de distribución, que finalmente entregarán la energía a los usuarios. De esta manera, la generación centralizada (GC) cuenta con unidades generadoras entre 100 MW y 1 GW de potencia (Bayod-Rújula, 2009), los cuales están localizados generalmente lejos de los centros de carga, en aquellos lugares donde los recursos naturales (principalmente fósiles e hidroenergía de gran escala) están disponibles. Típicamente, la GC implica un gran número de

consumidores que están localizados dentro de una gran área de territorio (Alanne y Saari, 2006).

En este contexto, se ha hecho imprescindible conseguir aportes energéticos significativos de fuentes menos contaminantes y seguras, que existan localmente en diferentes regiones con bajas tasas de electrificación, que se adapten a las necesidades de los consumidores. Así, los esquemas de generación distribuida potencialmente podrían representar una solución conveniente para satisfacer dichas necesidades, específicamente en el campo de la planificación de la energía (eléctrica) para áreas rurales y/o remotas de países en vías de desarrollo (PVD) y en zonas no interconectadas (ZNI) (Dalton, Lockington y Baldock, 2009; Mantilla-González, Duque-Daza y Galeano-Urueña, 2008; Paska y otros, 2009; Shaahid y Elhadidy, 2008; Sreeraj, Chatterjee y Bandyopadhyay, 2010). Se destacan cinco (5) aspectos claves que han hecho que la GD se mueva más allá de los límites del mercado, entre los cuales se encuentran (Rojas-Zerpa, 2013):

- El costo de las tecnologías de energías renovables ha caído, mientras tanto su eficiencia se ha incrementado (Figura 2). Esto ha hecho que el costo de la energía eléctrica de ciertos sistemas GD esté dentro del rango de la GC.
- El mercado eléctrico ha favorecido la venta de energía distribuida.
- Alta confiabilidad del sistema energético (dado por su generación *in situ*).
- La construcción de nuevas líneas de transmisión para satisfacer el crecimiento de la demanda ha sido un tema contencioso para los reguladores locales, estatales y federales, y entre los productores de energía eléctrica.
- Adicionalmente, se impacta positivamente el funcionamiento del nuevo modelo energético de los sistemas eléctricos residenciales aislados y conectados a la red eléctrica basados en fuentes renovables. También se impacta el desarrollo de estrategias de gestión de la demanda que ayuden al usuario a encontrar la manera óptima en la que se gestione las cargas de los usuarios, de acuerdo a la disponibilidad de recursos para generación de energía eléctrica.

Como se ha indicado anteriormente, la electricidad es un vector importante que favorece el crecimiento económico y alivia la pobreza; teniendo en cuenta que la energía contribuye a la consecución de un desarrollo sostenible, sano, justo y socialmente equilibrado (OECD/IEA, 2010). En general, una mayor adopción de GD puede en algunos casos obviar la necesidad de nuevas líneas de transmisión,

lo que implica el diferimiento de las inversiones en la expansión de los sistemas de transmisión en alto y medio voltaje. Sin embargo, hay quienes dudan que la generación distribuida sea capaz de posponer, y ciertamente no evitar, el desarrollo de nuevas líneas de transmisión, ya que, como mínimo, las redes tienen que estar disponibles como sistema de reserva o respaldo (Pepermans, Driesen, Haeseldonckx, Belmans y D'haeseleer, 2005).

Definiciones en torno a la generación distribuida

La discusión del término GD es consecuencia del interés que ha suscitado esta nueva tendencia dentro de la industria de la energía eléctrica. Teniendo en cuenta que la generación distribuida está más cerca de los usuarios, es evidente el vínculo existente entre fuente de energía, usuarios y localización geográfica. En esa dirección, la aportación de Clark y Isherwood, 2004; Paska y otros, 2009 tiene sentido y, por ello, en el concepto de generación distribuida, debería hacerse énfasis sobre ese aspecto. En consecuencia, una propuesta de definición es: *La GD es una forma de energía geográficamente extendida, abundante domésticamente, de pequeña a mediana escala, con menor impacto sobre el calentamiento global y conectado a la red de distribución o directamente en el medidor de los usuarios.*

El tamaño de la GD también es importante en atención al punto de evacuación de la energía a la red (para los sistemas GD conectados a red) o para la configuración de la relación oferta-demanda de un centro poblado, aldea o caserío. Estos sistemas pueden ser combinados con un sistema de gestión y almacenamiento de energía con la finalidad de mejorar la operación del sistema de distribución (Bayod-Rújula y otro, 2010). En la Tabla 1 se muestra un compendio de los rangos de operación de GD, cuya potencia de generación se relaciona directamente con la tecnología empleada.

En cuanto a la planificación de este tipo de tecnologías, de tipo estratégica, se puede proponer el diseño, análisis, puesta en marcha y evaluación de políticas que tengan una visión integral del problema de electrificación y masificación de la generación distribuida, para futuros cambios en las costumbres energéticas cuando se introduzcan cambios estructurales; por ejemplo, con la introducción del vehículo eléctrico o con la implementación de la Ley 1715 de mayo 2014 (Congreso_Colombia, 2014), para el fomento a la energía renovable en Colombia.

Tabla 1: Tamaño de la generación distribuida en función de la tecnología de generación (Fuente: Ackermann, Andersson y Söder, 2001; Pepermans y otros, 2005)

Tecnología	Rango de Aplicaciones
Turbinas de gas de ciclo combinado	1 – 20 MW
Motores de combustión interna (gasóleo)	20 kW – 10 MW
Motores de combustión interna (gas)	5 kW - 5 MW
Turbina de combustión	1 – 250 MW
Microturbinas	30 kW – 1 MW
Pequeña hidroenergía	1 – 100 MW
Micro hidroenergía	25 kW – 1 MW
Turbina eólica	200 W – 3 MW
Solar fotovoltaica	20 W – 100 kW
Solar térmica (captador central)	1 – 10 MW
Biomasa (gasificación)	100 kW – 20 MW
Pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC)	200 kW – 2 MW
Pilas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC)	50 kW – 2 MW
Pilas de combustible polimérica (PEMFC)	1 kW – 250 kW
Pilas de combustible de óxido sólido (SOFC)	1 kW – 5 MW
Geotérmica	5 – 100 MW
Energía del mar	100 kW – 1 MW

Ventajas y desventajas de la generación distribuida

Los sistemas GD están generando múltiples expectativas por la combinación de factores económicos, sociales y ambientales que hoy en día conocemos como sostenibilidad; un aspecto que ha sido descuidado por la generación centralizada (GC). Algunas referencias permiten dilucidar ciertos beneficios o ventajas obtenidos de la GD (Bouffard y Kirschen, 2008; EIA, 2002; Pepermans y otros, 2005; Rojas-Zerpa y Yusta-Loyo, 2014).

Ventajas desde el punto de vista de flexibilidad

- Escalabilidad a los cambios en la demanda de electricidad y calor
- Abierta a nuevas tecnologías
- Flexible a diferentes combustibles
- Adaptable a las futuras redes y a las condiciones locales
- Desde el punto de vista de inversión, la GD es más sencilla, más rápida de recuperar y de construir
- La GD puede proporcionar flexibilidad por su modularidad y rápida construcción

- La capacidad de la GD varía desde micro hasta unidades de gran tamaño, lo que facilita su instalación a baja o media tensión (red de distribución)
- Provisión de servicios auxiliares

Ventajas sobre la confiabilidad

- Menor vulnerabilidad a riesgos externos
- El sistema GD tiene una mayor tolerancia a las fallas y averías, puesto que la falla de una pequeña planta podría tener un menor impacto que la falla de una gran instalación
- Aumento y diversificación de la oferta de energía
- La GD con sistemas de energías renovables y otras tecnologías, ayudaría a garantizar la seguridad de suministro, reduciendo la importación de energía y la construcción de un portafolio energético diverso
- Mayor eficiencia energética, si se incluye la cogeneración
- La GD puede ayudar a suavizar el pico de carga eléctrica y el manejo de las cargas
- La GD puede ser usada *in situ*, en el modo de espera (*stand by*) o como oferta de energía en caso de emergencia.

Ventajas sobre el ambiente

- La adecuada localización de soluciones GD de origen renovable, tiene el potencial de atender las necesidades energéticas de sus usuarios sin necesidad de construir grandes centrales de generación de energía y sus respectivas redes eléctricas convencionales. Consecuentemente, tiene un beneficio ambiental al evitar que el paisaje se afecte de manera considerable;
- Las soluciones GD también tienen el beneficio de complementar la operación de los sistemas de distribución eléctrica, lo cual redundará en el beneficio de compensar las pérdidas por transmisión;
- El amplio uso de GD-renovable puede reducir el consumo de recursos fósiles y las emisiones efecto invernadero, así como también reducir las emisiones contaminantes como SO_x y NO_x;
- La adecuada integración de las soluciones GD también aporta a las actividades de saneamiento ambiental, mediante el tratamiento de residuos y efluentes locales (biomasa, efluentes domésticos, efluentes agropecuarios, entre otros) para la generación de energía.

Ventajas sobre el aspecto social

- Mayores oportunidades de empleo local

- Nuevas oportunidades de negocio para el mercado local
- Aporta un sentimiento de autocontrol e independencia.
- La GD permite que la gente se apropie de manera más activa de sus fuentes de energía.
- La disponibilidad de energía en áreas remotas y zonas rurales implica una mayor disponibilidad de tiempo para el estudio, entretenimiento y/o recreación; ahorro de tiempo para la cocción de alimentos; desplazamiento nocturno; mayor tiempo nocturno para el trabajo en el hogar; mayor confort físico; hacer de la agricultura un trabajo nocturno; mayores oportunidades de ingresos por la extensión del tiempo de trabajo (energía descentralizada).
- Disponibilidad de acceso a servicios de salud, referido a la atención médica primaria y odontología (energía descentralizada)
- Disponibilidad de acceso a los sistemas básicos de comunicación, tales como radio, teléfono e internet (energía descentralizada)

Ventajas económicas

- La producción *in situ* evita la transmisión y distribución de costos (cerca del 30 %), ya que se evitan las pérdidas por transmisión y distribución que son comunes en los sistemas centralizados (ahorro de costos).
- La adopción de soluciones GD puede postergar grandes inversiones en nuevas plantas de gran escala, subestaciones o infraestructuras.
- La GD puede ser ensamblada fácilmente y en cualquier lugar como un módulo, lo cual puede reducir el tiempo de instalación y puesta en operación (menor costo).
- Debido a la modularidad de la GD, la capacidad total puede ser incrementada o reducida por la adición o remoción de más módulos, respectivamente.
- Hay tecnologías que tienen un costo de producción de energía eléctrica relativamente similar al de las tecnologías convencionales.
- La flexible localización de GD hace que estos sistemas tengan un gran efecto sobre el precio de la energía.
- Las unidades CHP en zonas remotas o rurales pueden ser más económicas.
- La GD puede proveer ahorro de combustible e incrementar la vida útil de los equipos.
- La GD puede también mejorar el posicionamiento de los combustibles baratos tales como el biogás.

Ventajas misceláneas

- La producción *in situ* permite una mejor utilización y/o aprovechamiento de los recursos energéticos locales (combustibles autóctonos), lo cual puede promover

oportunidades para el desarrollo de la economía local.

- Utilización más efectiva de la ubicación de las viviendas
- Disponibilidad de acceso a sistemas remotos de transmisión de datos e información, además de la posibilidad de permitir el suministro de energía a puestos de control de seguridad militar (en las fronteras), centro de investigación, conservación de la naturaleza, etc.

Entre los problemas o desventajas que los sistemas GD plantean (Alanne y otro, 2006; EIA, 2002; Pepermans y otros, 2005), se describen los siguientes:

Desventajas desde el punto de vista de flexibilidad

- Compatibilidad con los componentes requeridos
- Necesitan nuevas normas y leyes.
- Inseguro, si los estándares comunes llegan a ser establecidos

Desventajas sobre la fiabilidad

- Puede incrementar el riesgo del azar en el punto de consumo de la energía, debido a los nuevos equipos que posteriormente sean incorporados.
- Bajo factor de capacidad de las tecnologías
- Presenta limitaciones en la selección y transporte del combustible (combustibles fósiles como gasóleo, kerosén y gasolina).
- La dependencia del gas natural y del gasóleo para sistemas de GD tiene un efecto negativo sobre la independencia del agotamiento de los recursos.
- La GD también puede contribuir al deterioro de la calidad de la energía, entre ellos la frecuencia y el nivel de tensión.

Desventajas sobre el ambiente

- Contribución a la distribución local de las emisiones
- Posibles efectos adversos de las nuevas infraestructuras
- El uso de fuentes renovables (biomasa) puede resultar en una intensificación de la agricultura, con la aparición de otros problemas ambientales (expansión de la frontera agrícola).
- El incremento en el uso de GD no siempre es beneficioso para el ambiente.
- La carga ambiental por unidad de producción no es fácil de puntualizar, precisamente cuando se tiene en cuenta la distribución de las emisiones.

Desventajas sobre el aspecto social

- Exceso de confianza en el sistema GD (sobre carga), lo cual puede crear problemas.
- Resistencia al cambio sobre la extensión de las redes eléctricas por las tecnologías GD.

Desventajas económicas

- Alto costo unitario por kWe de potencia respecto a una gran planta GC, debido al alto costo de las tecnologías de energías renovables (TER) y las nuevas tecnologías como las pilas de combustible (en inglés, FC) y las micro-turbinas
- Sobre costo por el sistema de almacenamiento (baterías)
- Alto costo en la distribución del combustible como gasóleo, gasolina, gas natural y queroseno.

Desventajas misceláneas

- Capacidad de almacenamiento finita
- Pérdidas energéticas en la conversión de la corriente directa (CD) a corriente alterna (CA)
- Intermitencia y estacionalidad de los recursos energéticos locales (energía primaria)
- La construcción de un gran número de pequeñas plantas GD puede resultar en un consumo de materiales mayor que el de la construcción de pocas plantas centralizadas.
- Probable congestión de problemas con otras redes de abastecimiento de energía, por ejemplo, la red de transporte de gas.

Aplicabilidad de la tecnología GD

En general, dado que los sistemas GD son relativamente sencillos de implementar, la literatura especializada en esta tecnología se puede entender fácilmente. Básicamente se suelen especificar las diferentes tecnologías de mayor aceptación, en generación híbrida y distribuida, en las cuales se tiene documentación de recolección de datos experimentales, y que se enumeran a continuación:

- Generación híbrida eólica-solar con almacenamiento en baterías
- Generación híbrida solar-celda de combustible de H₂
- Generación eólica con almacenamiento en baterías
- Integración de un sistema de generación distribuida, usando microrredes en corriente continua.

Las aplicaciones remotas requieren un completo sistema energético, el cual provea energía eléctrica (y otros servicios energéticos) cuando sea demandada y en la forma requerida

por las aplicaciones. La forma de la energía y el momento cuando está disponible puede que no esté en concordancia con los requerimientos de la aplicación. Por lo tanto, más de un elemento ofertante de energía debe entrar en juego: la multigeneración, incluida la consideración de un subsistema de reserva de electricidad que permita satisfacer las cargas en el momento en que esa concordancia esté en entredicho. Por lo tanto, el diseño, costo y beneficios del sistema, entre otros, dependerá de la aplicación pretendida.

En el caso particular de aplicaciones relacionadas con el uso del agua y su interacción con energías renovables, la literatura disponible permite reflejar el énfasis en la selección, dimensionamiento, montaje, puesta en marcha y mantenimiento de herramientas tecnológicas para implantar la GD en pequeña escala, de conformidad con las características de cada región, las cuales han evolucionado conforme pasan los años (Kappali y Uday Kumar, 2010; Khan, Ahmed, Ahmed y Khan, 2012; Lukhwareni, Dobzhanskyi y Gouws, 2014; Malla, Bhende y Mishra, 2011; Scott, 1988; Shrestha, 1996; Surendra y Subbaraman, 2002).

No obstante, en los últimos años se han resuelto cuestionamientos tecnológicos en torno a cómo los pequeños usuarios entran a formar parte del mercado de las soluciones técnicas para uso agropecuario, no solamente como demandantes de energía, sino como pequeños generadores y suministradores de agua (Belgacem, 2012; Bouzidi, 2013; Chandel, Nagaraju Naik y Chandel, 2015; Kaldellis, Spyropoulos, Kavadias y Koronaki, 2009; Mapurunga Caracas, De Carvalho Farias, Moreira Teixeira y De Souza Ribeiro, 2014). Otros autores, como Dia, Bayod-Rújula, Mamoudou, Ethmane y Bilal, 2014; Paska y otros, 2009, presentan de manera sencilla, pero con una correcta explicación, la manera como se han desarrollado las experiencias de generación distribuida, en diferentes países. El desarrollo del problema y las metodologías de solución del mismo se comprenden fácilmente, dada la manera como se escribió el artículo y a que el tema tecnológico no es tan complejo (Mantilla-González y otros, 2008).

Consideraciones económicas

El más grande potencial de mercado de la GD es desplazar la energía ofertada a través de la red de transmisión y distribución (T+D). En consecuencia, la producción *in situ* de energía evita el costo de T+D para la entrega o despacho de la energía centralizada. Este costo tiene un valor promedio de 30 % respecto al costo de la electricidad servida, pero puede variar dependiendo del tamaño del cliente y del país. Por ejemplo, para un pequeño consumidor de una vivienda,

la carga de la red puede constituir cerca del 40 % del precio final de la energía (EIA, 2002).

En la actualidad, los impactos ambientales no son incluidos en el precio final de la energía. La posible consideración de la contaminación ambiental, el cambio climático y los efectos nocivos a la salud, es decir, la internalización de las externalidades podría cambiar dramáticamente la dimensión de comparación. En este sentido, las desventajas existentes sobre la generación distribuida en diferentes aplicaciones podrían dejar de serlo y, por el contrario, invertirse sobre la generación centralizada. Por ejemplo, se ha estimado el costo de degradación ambiental debido a las emisiones y derrames que resultan de la operación de los motores de gasóleo (diesel), en 0,80 USD/litro de combustible (Clark y otro, 2004).

Otros autores, como Clark y otro, 2004; Contreras, Posso y Nejat Veziroglu, 2007, han citado un costo de extensión de red para terreno normal de 10.000 USD/km. De igual manera, un estudio del Banco Mundial sobre los programas de electrificación rural cuantificó el costo medio de extensión de la red entre 8.000 y 10.000 USD/Km (Edenhofer y otros, 2011). Más recientemente, Nakata, Silva y Rodionov, 2011; y Silva Herran y Nakata, 2012 aportaron un costo de 12.500 USD/km. Otros costos de inversión aportados por ESMAP, 2007 se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2. Costeo de extensión de la red en USD/Km (Fuente: ESMAP, 2007)

País	Mano obra	Materiales	Total
Bangladesh	350	6.340	6.690
Laos	1.420	7.230	8.650
El Salvador	2.090	6.160	8.250
Kenia	6.590	5.960	12.550
Senegal	5.150	10.810	15.960
Mali	2.590	15.170	19.070

De la misma manera en que los teléfonos móviles han permitido a muchas personas, en países en vías de desarrollo, obviar las redes telefónicas centralizadas, la generación distribuida podría permitir a estos países evitar grandes gastos en la extensión de redes eléctricas nacionales. La oficina de Evaluación Tecnológica de EUA (Mulder, 2007) ha presentado una banda de costos de extensión de la red, los cuales toman un valor máximo de 15.000 dólares americanos por km y un valor mínimo de 7.500 dólares americanos por km, según se aprecia en la Figura 1.

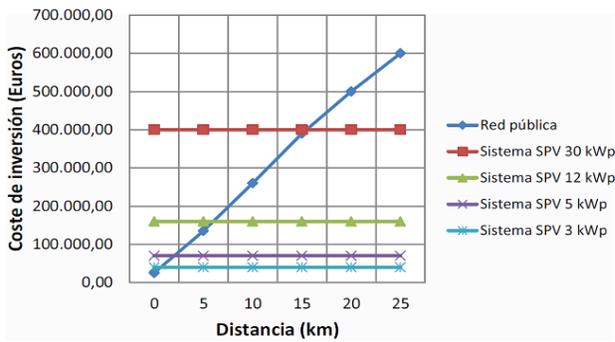


Figura 1. Extensión de la red versus generación descentralizada (Fuente: elaboración propia con datos de Gu Choi, Yong Park, Park y Chul Hong, 2015; Mulder, 2007)

Las tecnologías de conversión eléctrica bajo consideración corresponden con plantas de diferentes escalas de generación (generalmente pequeña escala) tales como energía solar fotovoltaica, energía eólica, mini-hidráulica, turbinas de vapor acopladas a la combustión de la leña, turbina de vapor acoplada a la combustión de residuos orgánicos, motor de gas usando biogás, etc. Estas tecnologías se combinan para formar una sola unidad de suministro de energía para un lugar específico (Nakata y otros, 2011). Efectivamente, las tecnologías de producción de energía eléctrica de origen renovables vienen reduciendo sus costos, como se ilustra en la Figura 2, mientras que las tecnologías convencionales pueden tener costos más altos, dado que los precios de sus combustibles siguen incrementándose.

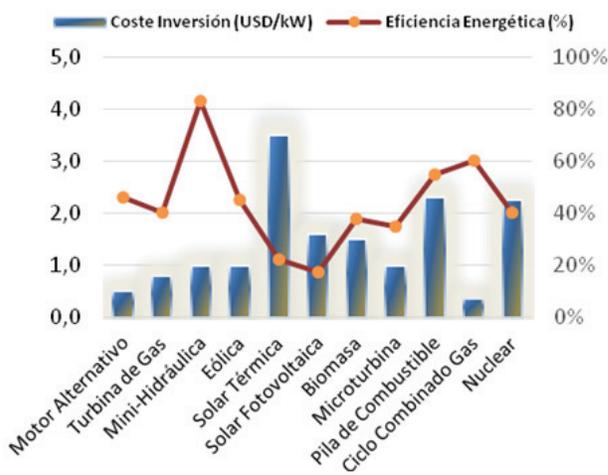


Figura 2. Costos de inversión en tecnologías de generación de energía eléctrica (Fuente: elaboración propia con datos de Fenercom, 2009 y Correa-Henao Rojas-Zerpa, 2017)

Nótese que en la actualidad, la energía solar fotovoltaica es la tecnología de conversión de energía eléctrica más costosa (mayor costo de inversión y producción); aunque los costos de reducción en esta tecnología son verdaderamente prometedores, su costo esperado al 2020 todavía podría ser elevado, pero efectivamente más competitivo para el año 2050. En todo caso, esta nueva situación podría hacerla atractiva y verdaderamente competitiva en los sistemas de generación distribuida autónoma, en áreas aisladas geográfica o energéticamente.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DE ESTUDIO

La literatura de aplicaciones energéticas en el área GD es vasta y bien documentada. No obstante, para fines ilustrativos, en este artículo se ha optado por tomar el concepto de la generación híbrida como alternativa al actual modelo energético centralizado presentado por (Paska y otros, 2009), en el cual se plantea un caso de estudio en países del nordeste europeo. Dicha configuración puede ajustarse a las condiciones de vida en regiones no interconectadas de Colombia, para presentar un caso de estudio práctico.

Según el grado de interconexión con la red general, es posible distinguir entre sistemas necesariamente sincronizados a la red y sistemas aislados, totalmente desconectados de la red. Cada uno de ellos se conecta al resto de los componentes en corriente alterna, como se presenta en la Figura 3.

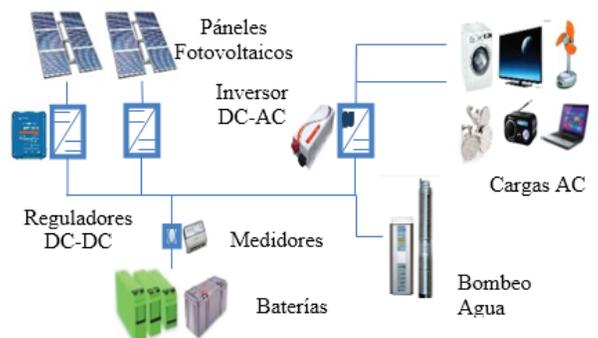


Figura 3. Concepto de microrred aislada, dentro de un sistema de generación distribuida con energía solar fotovoltaica (Fuente: elaboración propia)

Obsérvese en esta configuración el interés de integrar el sistema de bombeo de agua para aplicaciones agropecuarias. El caso de estudio aquí presentado tiene en cuenta el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica (FV), así como el pozo para bombeo de agua subterránea, correspondientes a elementos constitutivos de las faenas agropecuarias en zona no interconectada de los Llanos Orientales de Colombia.

Dimensionamiento de instalación fotovoltaica (FV)

Las instalaciones aisladas suelen encontrarse en lugares de difícil acceso, donde es complejo y anti-económico acercar una línea eléctrica. Dado que en la literatura se suelen presentar casos de dimensionamiento del sistema en cada componente por separado, la metodología presentada en esta sección es de suma utilidad, puesto que corresponde a la compilación de los conceptos diseminados en diferentes fuentes. En el caso específico de un sistema GD aislado fundamentado en energía solar fotovoltaica, se aplica la estrategia de dimensionamiento mediante el método del “mes peor” (Bayod-Rújula, 2009; IDAE, 2009; Lorentz, 2015; Mantilla-González y otros, 2008). En este método se realiza un balance de energía seleccionando el mes en que se dan las condiciones más desfavorables para el sistema. Tiene el inconveniente de que, al trabajar con un solo mes, no optimiza energéticamente la instalación, ni cuantifica la fiabilidad. El lector puede consultar la Figura 3 para entender la relación de cada uno de los cálculos en los elementos que conforman la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta el siguiente esquema procedimental, con las ecuaciones (1) al (16).

Cálculo de energía total diaria requerida por la instalación
La energía (E) que un electrodoméstico necesita consumir se calcula a través de la fórmula:

$$E = P \times N \times H \quad (1)$$

P (Potencia): Tomada como la nominal de los equipos

N (Cantidad): Sumatoria de equipos involucrados en la aplicación

H (Tiempo): Número de horas de funcionamiento diario

El consumo total tiene en cuenta un margen de seguridad del 15 % debido a la eficiencia de los aparatos reguladores de baterías, caídas de tensión en el cableado y en la batería. En AC se tiene en cuenta además un 85 % de eficiencia del inversor (Steca, 2014):

$$\text{Energía requerida en DC: } E_{DC} = (1 + 15\%) E_{DC} \quad (2)$$

$$\text{Energía requerida en AC: } E_{AC} = \frac{(1 + 15\%)}{85\%} E_{AC} \quad (3)$$

$$\text{Energía total: } E_T = 1.15 \cdot E_{DC} + 1.35 \cdot E_{AC} \quad (4)$$

Calculo de radiación en la región sobre una superficie horizontal y elección de condición más crítica (mes peor)

La radiación solar disponible puede consultarse con herramientas y atlas solares disponibles en portales especializados de internet, con las siguientes unidades de medida (CE, 2015; IDEAM, 2005; NASA, 2015) (Se asume radiación sobre superficie horizontal):

$$[kWh/m^2/día] \text{ ó } [MJ/m^2/día] \Rightarrow 1 \left[\frac{kWh/m^2}{día} \right] = \frac{1}{3.6} \left[\frac{MJ/m^2}{día} \right] \quad (5)$$

Determinación de inclinación óptima de paneles FV

En términos prácticos, si la instalación va a tener un soporte fijo, será necesario calcular la inclinación del módulo fotovoltaico mediante la siguiente expresión (β = ángulo de inclinación sugerida respecto a la superficie horizontal):

$$\beta = 3.7^2 + 0.69 \cdot \text{Latitud} \quad (6)$$

Si la latitud geográfica del lugar está al norte, el panel se orientará hacia el sur; pero si la latitud está situada al sur, el panel se orientará hacia el norte de conformidad con el ángulo Azimuth α . En países con estaciones, se sugiere ajustar la inclinación para adecuarla a diferentes estaciones, dos veces al año (60° durante el invierno, 15° durante el verano), pero la fórmula en general funciona bien para todo el año (Bayod-Rújula, 2009).

Cálculo de radiación sobre paneles FV

Con las ecuaciones (7) y (8), se calcula el factor de irradiación (FI)

$$\text{Si } 15^\circ < \beta < 90^\circ \Rightarrow FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{OPT})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2] \quad (7)$$

$$\text{Si } \beta \leq 15^\circ \Rightarrow FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{OPT})^2] \quad (8)$$

Donde β_{OPT} se calcula en la ecuación (6) y α = ángulo Azimuth corresponde a la orientación del tejado, respecto a los puntos cardinales. Para efectos de cálculo en el trópico, se puede asociar $\alpha \approx$ latitud (IDAE, 2009). En caso de que los paneles se ubiquen en soportes con inclinación predeterminada (techos, muros, fachadas), se realiza el cálculo con el β respectivo.

$$K_{FI} = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{OPT})}{G_{dm}(0)} \quad (9)$$

El cálculo de la radiación incidente sobre los paneles fotovoltaicos, se encuentra entonces mediante (10):

$$Radiación_{Generador} = Radiación_{Horizontal} \times K_{FI} \times FI \quad (10)$$

Generalmente, los resultados de la ecuación (10) se encuentran tabulados según el país (IDAE, 2009). En localidades colombianas, el factor K_{FI} varía en cada mes del año desde 1 (regiones con máxima irradiancia) hasta 2.0 (regiones muy nubladas y lluviosas). Específicamente, en la región de la Orinoquia colombiana (Llanos Orientales), se puede aplicar un factor anual de 1,2.

Determinación del tamaño del campo de captación

Consiste en buscar el valor máximo de relación consumo/radiación, es decir:

$$C/R = C_{Total} / Radiación_{Generador} \quad (11)$$

El campo de captación se determina según la disponibilidad comercial de paneles. Se aplica un factor de seguridad del 10 %.

$$N^o_{Paneles} = 1,1 * C/R / P_{Panel} \quad (12)$$

El área total del campo de captación estará dada por el total de paneles, multiplicada por el área de cada uno.

Elección del tamaño del sistema de acumulación, regulador e inversores

Para dimensionar la capacidad de almacenamiento energético de las baterías, es necesario definir los siguientes factores:

$$Q = (110 \cdot C_{Total} \cdot D) / (V \cdot PD) \quad (13)$$

D (días de autonomía): Está condicionado por las características climáticas y las necesidades de fiabilidad. Para instalaciones rurales en países con estaciones, este factor puede variar entre 4 y 6 días durante el invierno, pero en países tropicales se suelen dimensionar entre 1 y 2 días. En telecomunicaciones, puede llegar a 10 días.

PD (profundidad de descarga): Corresponde al límite de descarga de las baterías, sin afectar su vida útil. Para la batería electrolítica, este valor puede ser del 70 %

V (voltaje de trabajo): En potencias menores a 400 W es preferible usar baterías de 12 V; entre 400 W y 5000 W, las baterías de 24 V; y más de 5000 W, baterías de 48 V a 110 V.

Q (capacidad de acumulación): Se calcula en amperios-hora [Ah], aplicable a un régimen de trabajo C_{100} .

Para dimensionar el regulador se tiene en cuenta el voltaje nominal de la instalación y la intensidad de corriente que es capaz de suministrar el campo fotovoltaico. Debe preverse los aumentos de intensidades y tensiones suministradas por el módulo, por cuanto se aplica un coeficiente de seguridad:

$$I_{reg} = 1,25 \times I_{SC \text{ Módulo}} \times N^o_{Módulos \text{ Paralelos}} \quad (14)$$

El dimensionado del inversor se hace para satisfacer la demanda de potencia en servicio continuo máxima de los receptores, que es igual a la suma de las potencias de todos los receptores que pueden funcionar simultáneamente. También es recomendable un cierto sobredimensionamiento del inversor en un 25 %, para resistir conexiones no planeadas (Steca, 2014).

$$P_{inv} 1,25 \times \sum_i P_i \quad (15)$$

Elección del cableado eléctrico

Es muy importante garantizar cableados con buenas secciones de conducción, dado que se suele trabajar con bajos voltajes (12, 24, 48V), pero con corrientes muy altas. También es necesario minimizar la longitud de los cables, para prevenir ineficiencias en el sistema. Se estipulan las siguientes condiciones de caída de tensión, equivalente a la regulación de tensión del cableado:

- Entre generador y regulador = 3 %
- Entre regulador y batería = 1 %
- Entre inversor y batería = 1 %
- Entre regulador e inversor = 1 %
- Entre inversor y cargas = 1 %

Para conductores de cobre en corriente AC, en instalaciones 110V, se aplica la misma metodología y exigencias del código colombiano RETIE (Diez-Henao, 2014). Generalmente, se prefieren conductores calibre 10 AWG a 12 AWG, con neutro y puesta a tierra. Hay que tener en cuenta que los cables y módulos pueden estar expuestos a temperaturas ambientales elevadas (en un techo, $T^\circ = 70^\circ\text{C}$), por cuanto los cables deben estar en capacidad de soportar dichas temperaturas, así como protección contra rayos UV. Para conductores de cobre en corriente DC, en instalaciones 12V, 24V y 48V, se aplica la ecuación (16) con el fin de calcular la sección mínima de la dimensión del cable (IDAE, 2009):

$$S = 2 \times L \times I / (Cte \times \Delta V) \quad (16)$$

S = sección de área [mm^2]; L = longitud del cable (solo ida) [m]; I = corriente total [A]; V = tensión de trabajo [V]; ΔV = caída voltaje [V]; la constante para el cobre es 56 (35 para el aluminio) [$\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$]

Dimensionamiento de pozos de bombeo de agua

En las aplicaciones agropecuarias, el nivel hidrostático de los pozos de bombeo de agua está por debajo del suelo, por lo que se construyen pozos mediante la introducción de un cilindro de perforación en el terreno. Generalmente permiten atender consumos entre 1000 y 50000 litros diarios de agua. Dicho cilindro permite la filtración del agua a su interior, lo que evita el arrastre de tierra o arena por bombeo. El procedimiento adecuado para dimensionar el sistema de bombeo se describe en la metodología con las ecuaciones (17), (18) y (19).

Elección del tipo de bomba

Los pozos abiertos con sondas de aproximadamente 15 cm de diámetro y profundidad de 15 a 75 m pueden proporcionar entre 2000 y 15000 l por hora (IDAE, 2009). Vale la pena anotar que es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En Colombia, por recomendación de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales, se sugiere que la profundidad media de los pozos de bombeo de agua subterránea tenga una media de 60 m de profundidad,

para garantizar la pureza del agua y permitir su consumo (ANLA, 2014).

La Figura 4 presenta el procedimiento más expedito para elegir la configuración del tipo de bomba. Muchos fabricantes (Lorentz, Grundfos, Solarjack, A.Y. McDonald, Dankoff, Shurflo) suministran equipos para bombeo solar diseñados especialmente para trabajar en estas condiciones de potencia variable (Lorentz, 2015). Para información del lector, los tipos de bombas más comunes son las sumergibles y las superficiales. Para pequeñas potencias (<1 kW) también se suelen utilizar las bombas de diafragma y las de rotor cilíndrico.

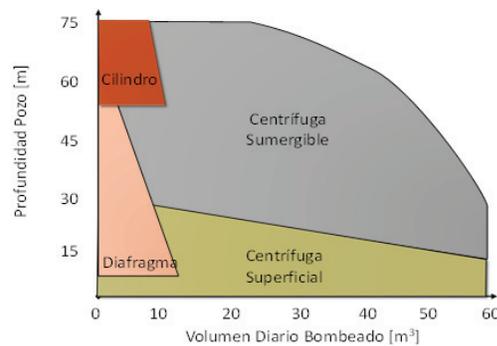


Figura 4. Procedimiento gráfico para seleccionar configuración de bomba de agua subterránea (Fuente: elaboración propia con datos de Lorentz, 2015)

Prueba de bombeo para estimar la capacidad del pozo

La prueba de bombeo consiste en un experimento que permite determinar el descenso de nivel de agua de un pozo al extraer un determinado caudal de prueba. Mediante este ensayo de bombeo se caracteriza el pozo con la medida de tres parámetros, los cuales se pueden visualizar en la Figura 5.

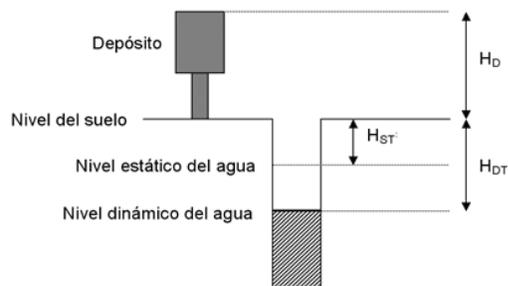


Figura 5. Parámetros de prueba de bombeo para calcular capacidad del pozo de agua (Fuente: IDAE, 2009)

$$\text{Profundidad del pozo} \rightarrow H_{\text{POZO}} [m] = H_{\text{DT}} - H_{\text{ST}} \quad (17)$$

- Nivel estático del agua H_{ST} [m]: distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel del agua antes de la prueba de bombeo
- Nivel dinámico del agua H_{DT} [m]: distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de la prueba de bombeo
- Caudal de prueba Q_T [m^3/h]: caudal de agua extraído durante la prueba de bombeo
- Nivel de depósito de agua H_D [m]: distancia vertical entre el nivel del suelo y la ubicación del tanque de almacenamiento de agua, para posterior uso

La altura equivalente de bombeo (H_{TE}) es un parámetro ficticio que incluye las características físicas del pozo y del depósito, las pérdidas por fricción en las tuberías (contribución equivalente en altura) y la variación del nivel dinámico del agua durante el bombeo (Bayod-Rújula, 2009; Kinkaid, 2014). Se calcula con base en la ecuación (18):

$$H_{TE} = H_D + H_{ST} + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T} \right) \cdot Q_{AP} + H_f \quad (18)$$



Figura 6. Instalación del campo de captación para alimentación de cargas eléctricas, montaje de bombeo subterráneo y almacenamiento de agua en Llanos Orientales de Colombia

Para información del lector, en la Figura 6 se proporciona una muestra del trabajo práctico realizado en virtud de la investigación en la que se fundamentó la realización de esta contribución técnica, aplicada en un montaje de GD en una zona no interconectada del municipio de Puerto Gaitán (Llanos Orientales de Colombia), cuyos cálculos de dimensionamiento se presentan más adelante.

Estimación del consumo energético de la bomba

La energía eléctrica requerida por una motobomba tiene en cuenta el resultado de la ecuación (19) y se expresa en [Wh/día] (Bayod-Rújula, 2009; IDAE, 2009)

$$E_{MB} = \frac{E_H}{\eta_{MB}} = \frac{2,725 \cdot Q_d \left[\frac{m^3}{día} \right] \cdot H_{TE} [m]}{\eta_{MB}} \quad (19)$$

Para sistemas de bombeo de corriente alterna, la eficiencia de la motobomba es un parámetro que suele estar incluido en el rendimiento del conjunto inversor-motobomba. Habitualmente, el fabricante proporciona herramientas gráficas para el cálculo del rendimiento global del sistema, incluyendo el propio generador fotovoltaico. Por defecto, puede utilizarse un rendimiento típico $\eta_{MB} = 0,4$ para bombas superiores a 500 W (Lorentz, 2015).

Caso de estudio para aplicación agropecuaria en los Llanos Orientales de Colombia

Para el caso de estudio se ha optado por cubrir los requerimientos energéticos en una pequeña finca ubicada en una zona no interconectada del municipio Puerto Gaitán (departamento Meta, Colombia), en cuyo caso particular existen dificultades para acceder al agua superficial, pues la región suele sufrir fuertes sequías. En la región se tiene la siguiente información de irradiación mensual sobre superficie horizontal (IDEAM, 2005), según se presenta en la Figura 7.

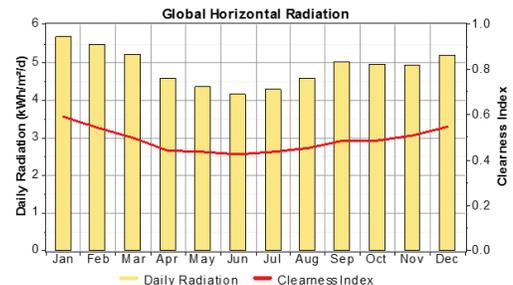


Figura 7. Irradiación solar diaria media mensual sobre superficie horizontal para la zona del caso de estudio, en [$kWh/m^2/día$] (Fuente: elaboración en HOMER con información de IDEAM, 2005)

La Tabla 3 presenta las necesidades evaluadas en las actividades agropecuarias, donde se incluyen los estimativos de consumo de agua para actividades humanas, faenas pecuarias y riego de huertas.

Tabla 3. Dimensionamiento energético de motobomba según consumo de agua en pozo subterráneo

Descripción de necesidades de bombeo en el pozo		
Q_d = Caudal diario requerido al pozo	5	[m ³ /día]
Q_{AP} = Caudal diario a bombear desde el pozo	0,208333	[m ³ /h]
H_d = Altura depósito de agua	3	[m ³]
H_{POZO} = profundidad del pozo	40	[m]
Prueba de bombeo		
H_{ST} = Nivel estático de agua	20	[m]
H_{ST} = Nivel dinámico de agua	60	[m]
Q_T = Capacidad de bombeo máxima desde el pozo	1	[m ³ /h]
Cálculos de la motobomba		
H_{FE} = altura equivalente de bombeo	34	[m]
Potencia motor de bomba (Curvas Eficiencia Catálogo)	300	[W]
Necesidad mínima de agua en el sitio	1,28	[m ³ /día]
Eficiencia global de la bomba solar (motor + bomba + tuberías)	40	[%]
ENERGÍA REQUERIDA PARA BOMBEO SOLAR	1174	[Wh/día]

El cálculo de energía requerida para bombeo se incorpora al conjunto de electrodomésticos requeridos por el consumidor. En este caso, se incluye la adquisición de una nevera y un TV diseñados para funcionar en DC, como se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Cálculo de consumo energético de electrodomésticos y motobomba

Equipo	Potencia [W]	Cantidad	Total Potencia [W]	Uso Día [h]	Energía [Wh/Día]	Tipo
Bombillas LED	10	6	60	6	360	AC
PC Portátil	50	1	50	2	100	AC
Router WiFi	5	1	5	24	120	AC
Cámara Vigilancia	5	1	5	24	120	AC
Tel. Cel	15	1	15	5	75	DC
Nevera Sencilla	120	1	120	20	2400	DC
TV color	50	1	50	5	250	DC
Radio-graba-dora	15	1	15	4	60	AC
Pequeños Electro-domésticos	200	2	15	4	1600	AC
Cerca Eléctrica	5	1	5	24	120	DC
Moto-bomba Solar					1174	AC
Total energía diaria en DC requerida					2845	[Wh/ día]
Total energía diaria en AC requerida					3134	[Wh/ día]
Máximo consumo hora pico					400	[W]

Tabla 5. Dimensionamiento del sistema de GD fotovoltaica, según metodología

ELEMENTO INSTALACIÓN FV	RESULTADO	UNIDAD
Departamento de Colombia	Meta	
	(Puerto Gaitán)	
Longitud	-72,7	
Latitud	4,2	
Inclinación óptima β	6,598	grados
Inclinación de cada panel	7	grados
Consumos diarios en DC	2845	Wh/día
Consumos diarios en AC	3134	Wh/día
Máximo consumo en hora pico	400	W
Voltaje DC nominal del sistema	24	V
Voltaje AC nominal de la carga	110	V
Mes peor (Junio)	1552,87	W_p
Potencia de cada panel (según catálogo)	260	W_p
Cantidad de paneles	6,57	
Equivalencia para campo de captación (paneles)	7	
Potencia total campo captación	1820	W_p
Área total campo captación	11,43	m²
Autonomía baterías (Zona Tropical)	1	Días
Voltajer recomendado DC	24	V
Profundidad de descarga	70	%
Capacidad acumulación con baterías	491,8	Ah
Corriente en hora pico (régimen de trabajo C_{100})	16,7	A
Módulos conectados en paralelo	7	
Corriente corto circuito total	51,5	A
Margen seguridad	1,25	
Corriente máxima al regulador	64,3	A
Especificación regulador batería	24 V - mayor a 66 A	
Alimentación inversor en DC	24	V_{DC}
Voltaje carga inversor en AC	110	V_{AC}
Inversor a elegir (en onda sinusoidal)	Mayor a 500 W	
Distancia cableado panel-batería	10	m
Corriente en cableado panel-batería	16,7	A
Sección cableado de cobre panel-batería	8,27	mm ²
Calibre cableado panel-batería en DC	3,24 mm	8 AWG
Distancia cableado batería-cargas	5	m
Corriente en cableado batería-carga	2,8	A
Diámetro del cableado en cobre batería-cargas en DC	1,38	mm ²
Calibre cableado batería-cargas en DC	1,32 mm	14 AWG

La aplicación de la metodología de dimensionamiento del sistema GD fotovoltaico presentada en esta sección ha sido compilada en un aplicativo informático, fundamentado en hojas de cálculo, donde se incorporan las ecuaciones

(1) a (19). La aplicación de la metodología proporciona los resultados del dimensionamiento de la instalación FV aislada, con la respectiva caracterización del sistema de almacenamiento con baterías (Autonomía de 1 día/noche), inversor y elección del cableado, según se puede apreciar en la Tabla 5.

Discusión sobre el modelo de dimensionamiento

Para validar la eficiencia del dimensionamiento propuesto en la Tabla 5, basta con aplicar un software de optimización multiobjetivo que permita generar soluciones óptimas desde varias dimensiones, por ejemplo, desde el punto de vista económico (mínimo costo) y ambiental (mínimas emisiones de CO₂). Para ello, es conveniente que el software sea de fácil uso, transparente, fiable y de adecuada disponibilidad.

Existen algunos desarrollos informáticos asequibles mediante versiones libres, que permiten validar tales características. Específicamente, desde el punto de vista de optimización multiobjetivo, se destaca la existencia HOGA (Hybrid Optimization Genetic Algorithm), el cual es de gran utilidad en el cálculo de dimensionamiento de las alternativas para generación distribuida (Bernal-Agustín y Dufo-López, 2009; Dominguez-Navarro, Bernal-Agustín y Dufo-López, 2009; Dufo, 2015). También se destaca la disponibilidad de HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable), que consiste en una herramienta para estimar el diseño de micro sistemas de energías renovables. Este programa se ha concebido originalmente por parte de National Renewable Energy Laboratory con el fin de optimizar la planificación de componentes en sistemas GD (aislados o conectados a la red). Esto se realiza mediante la evaluación de todas las posibles combinaciones, tanto de componentes como de variables de control, es decir, optimización según el método enumerativo o “fuerza bruta” (Bayod-Rújula y otro, 2010; HOMER, 2015). Ambas herramientas informáticas proporcionan soluciones satisfactorias al ser aplicadas a problemas con un gran nivel de complejidad, y con tiempos de cálculo muy bajos.

Tanto HOMER como HOGA permiten incluir dispositivos para la conformación de un sistema híbrido GD (Figura 3): paneles solares FV, aerogeneradores, turbina hidráulica, pila de combustible, tanque H₂ y electrolizador, además de baterías, regulador de carga de baterías, inversor DC/AC, rectificador AC/DC y generador AC (que, en general, es una fuente no renovable si el combustible no lo es).

Para los efectos de este artículo, en el tratamiento del problema multiobjetivo, simplemente se eligen las soluciones extremas del frente de Pareto, es decir, las

soluciones no dominadas. Estas soluciones son entregadas directamente por la herramienta HOMER, lo cual permite analizar la efectividad de una instalación GD aislada, desde el punto de vista de los costos, el flujo de caja financiero, la producción energética, la sostenibilidad del modelo, así como los comparativos respecto a la posible conexión al sistema de distribución. Por lo tanto, al cargar los parámetros del sistema GD presentados en la metodología de dimensionamiento, es posible validar la efectividad del diseño.

La Tabla 6 presenta el resultado de operación de la instalación dimensionada en la anterior sección, que incluye la efectividad en la producción de energía eléctrica con la instalación FV, según se ilustra en la Figura 8, así como la operación del sistema de acumulación de baterías y el uso de los inversores. Se destaca la posibilidad de dimensionar el sistema GD, con una vida media de 9,62 años, pues el banco de baterías constituye el elemento con menor vida útil de todo el sistema GD (Bayod-Rújula y Dia-Khalidou, 2010). Adicionalmente, se observa el adecuado dimensionamiento del sistema, dado que las baterías pueden operar por espacio de 13,4 horas, es decir, durante toda una noche. Nótese que el sistema fotovoltaico está en capacidad de proporcionar un total de 2847 kWh/año. Las cargas del sistema consumen 1947 kWh/año, por cuya razón, teniendo en cuenta las pérdidas técnicas en el sistema, así como la capacidad de almacenamiento, existe un 23 % de energía de exceso que pudiera utilizarse en el funcionamiento de otros pequeños electrodomésticos. En ese sentido, el sistema tiene un factor de seguridad para garantizar el funcionamiento de otras cargas.

Tabla 6. Proyección operativa del banco de baterías e inversores

Elemento	Variable	Valor	Unidad
Banco Batería	Capacidad nominal	4,80	kWh
Banco Batería	Capacidad nominal utilizable	3,36	kWh
Banco Batería	Autonomía	13,4	hr
Banco Batería	Operación energética en vida media	8332	kWh
Banco Batería	Entrada de energía	930	kWh/año
Banco Batería	Salida de energía	803	kWh/año
Banco Batería	Vida media	9,62	años
Banco Batería	Pérdidas	123	kWh/año
Inversor	Horas operación	7441	kWh/año
Inversor	Entrada de energía	1095	kWh/año
Inversor	Salida de energía	985	kWh/año
Inversor	Pérdidas	109	kWh/año
Páneles FV	Generación energética	2874	kWh/año
Cargabilidad eléctrica	Operación energética anualizada	1947	kWh/año

En todo caso, el uso de una herramienta de simulación es complementario para la planificación de aplicaciones de este tipo de proyectos. No obstante, la metodología que se

presentó en las ecuaciones (1) a (19) suele ser suficiente para un dimensionamiento básico en aplicaciones agropecuarias.

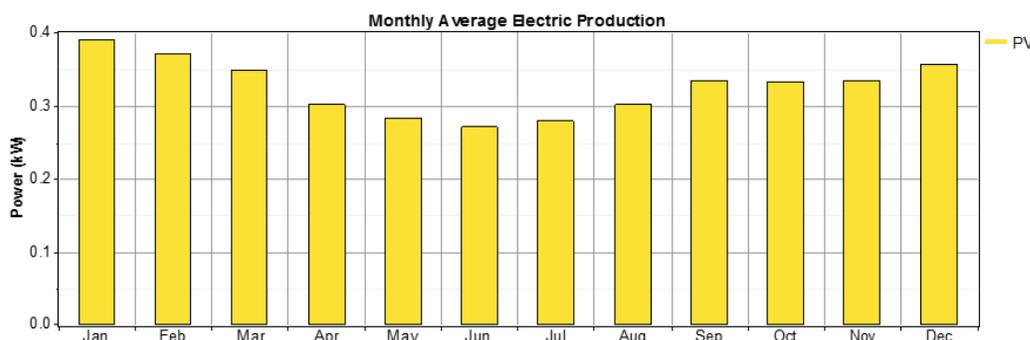


Figura 8. Resultados de la producción media mensual de energía eléctrica con FV [kW] para caso de estudio de aplicación de bombeo y actividades agropecuarias (Fuente: Cálculos en HOMER)

CONCLUSIONES

Se ha presentado una metodología para el dimensionamiento de sistemas aislados, la cual se puede aplicar fácilmente en el diseño de instalaciones de generación distribuida con energía fotovoltaica. Esta metodología integra el dimensionamiento de sistemas de bombeo con energía solar, lo cual constituye una solución apropiada para instalaciones requeridas en las zonas no interconectadas, particularmente en Colombia. De esta manera, se contribuye a la difusión de conocimientos que provienen de trabajos prácticos y de algunos estándares de entidades europeas, pero cuya difusión ha estado muy limitada en países de América Latina.

La relación entre los resultados de una simulación y los datos experimentales obtenidos a partir de la implementación de una instalación de generación distribuida, generalmente coinciden, gracias a la sencillez de este tipo de metodologías que los soportan, así como a la simplicidad de los montajes eléctricos.

Además de las consideraciones teóricas que se anuncian en la literatura y en publicaciones especializadas, se ha presentado una aplicación práctica que corrobora la teoría. Se demostró la conveniencia de implementar sistemas GD, lo cual es interesante ya que a partir de estas innovaciones se puede contribuir a una mejor calidad de suministro energético sostenible. También se ha corroborado que en estas instalaciones pequeñas es más rentable la instalación de un sistema GD, que optar por la extensión de líneas y transformadores de distribución.

La discusión presentada permite inferir que, en aplicaciones no conectadas a red, la GD representa una opción de suministro eléctrico asequible y sostenible. El trabajo aquí

presentado es un ejemplo demostrativo de las ventajas de facilitar el acceso a la energía moderna de las poblaciones rurales y remotas en zonas no interconectadas, en este caso, vinculadas al suministro de agua y a la realización de faenas agropecuarias.

REFERENCIAS

- ACKERMANN, T., ANDERSSON, G. y SÖDER, L. (2001). Overview of Government and Market Driven Programs for the Promotion of Renewable Power Generation. *Renewable Energy*, 22(1–3), 197–204.
- ALANNE, K. y SAARI, A. (2006). Distributed Energy Generation and Sustainable Development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(6), 539–558.
- ANLA. Adjudicación de Licencia Ambiental (2014). Colombia: Agencia Nacional de Licencias Ambientales. Recuperado de <http://bit.ly/28VUElX>
- BAYOD-RÚJULA, Á. A. (2009). *Sistemas fotovoltaicos*. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza. Recuperado de <http://amzn.to/1Gnyazk>
- BAYOD-RÚJULA, Á. A. y DIA-KHALIDOU, N. (2010). Application of a Multi-Criteria Analysis for the Selection of the Most Suitable Energy Source and Water Desalination System in Mauritania. *Energy Policy*, 38(1), 99–115.
- BELGACEM, B. G. (2012). Performance of Submersible PV Water Pumping Systems in Tunisia. *Energy for Sustainable Development*, 16(4), 415–420.

- BERNAL-AGUSTÍN, J. L. y DUFO-LÓPEZ, R. (2009). Simulation and Optimization of Stand-Alone Hybrid Renewable Energy Systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8), 2111–2118.
- BOUFFARD, F. y KIRSCHEN, D. S. (2008). Centralised and Distributed Electricity Systems. *Energy Policy*, 36(12), 4504–4508.
- BOUZIDI, B. (2013). New Sizing Method of PV Water Pumping Systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 4(0), 1–10.
- CE. (2015). PVGIS: Atlas solar en Europa. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- CHANDEL, S. S., NAGARAJU NAIK, M. y CHANDEL, R. (2015). Review of Solar Photovoltaic Water Pumping System Technology for Irrigation and Community Drinking Water Supplies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49(0), 1084–1099.
- CLARK, W. y ISHERWOOD, W. (2004). Distributed Generation: Remote Power Systems with Advanced Storage Technologies. *Energy Policy*, 32(14), 1573–1589.
- CONGRESO_COLOMBIA. (2014). Ley 1715 Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
- CONTRERAS, A., POSSO, F. y NEJAT VEZIROGLU, T. (2007). Modeling and Simulation of the Production of Hydrogen Using Hydroelectricity in Venezuela. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(9), 1219–1224.
- DALTON, G. J., LOCKINGTON, D. A. y BALDOCK, T. E. (2009). Case Study Feasibility Analysis of Renewable Energy Supply Options for Small to Medium-Sized Tourist Accommodations. *Renewable Energy*, 34(4), 1134–1144.
- DIA, N. K., BAYOD-RÚJULA, Á. A., MAMOUDOU, N., ETHMANE, C. S. y BILAL, B. O. (2014). Field Study of Multifunctional Platforms in Mauritania. *Energy for Sustainable Development*, 23(0), 130–140.
- DÍEZ-HENAO, C. M. (2014). *Instalaciones eléctricas*. Medellín (Colombia): CIDET. Recuperado de <http://www.cidet.org.co/publicaciones-cidet>
- DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A., BERNAL-AGUSTÍN, J. L. y DUFO-LÓPEZ, R. (2009). Data Mining Methodology for Disaggregation of Load Demand. *Electric Power Systems Research*, 79(10), 1393–1399.
- DUFO, R. (2015). HOGA: Sistemas híbridos renovables. Recuperado de <http://bit.ly/112WBsr>
- EDENHOFER, O., PICHES-MADRUGA, R., SOKONA, Y., SEYBOTH, K., KADNER, S., ZWICKEL, T., (2011). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- EIA. (2002). *Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets*. OECD/IEA. Paris (Francia). Recuperado de <http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>
- ESMAP. (2007). Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies. In *ESMAP Technical Paper 121/07* (p. 324). Washington DC (USA):. Recuperado de <http://documents.worldbank.org/curated/en/634581468333897517/Technical-and-economic-assessment-of-off-grid-mini-grid-and-grid-electrification-technologies>
- FENERCOM. (2009). Boletín Energético N° 5. En *I Congreso de Generación Distribuida*. Madrid-España: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Recuperado de <http://www.fenercom.com/pages/publicaciones/boletin-energetico-fenercom.php>
- GU CHOI, D., YONG PARK, S., PARK, N.-B. y CHUL HONG, J. (2015). Is the Concept of “Grid Parity” Defined Appropriately to Evaluate the Cost-Competitiveness of Renewable Energy Technologies? *Energy Policy*, 86, 718–728.
- HIREMATH, R. B., SHIKHA, S. y RAVINDRANATH, N. H. (2007). Decentralized Energy Planning; Modeling and Application—A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(5), 729–752.
- HOMER. (2015). Homer Energy Software. Recuperado de <http://www.homerenergy.com/>
- IDAE. (2009). Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red. Madrid (España): Departamento de Energía Solar del idea. Recuperado de www.idae.es

- IDEAM. (2005). Atlas de radiación solar en Colombia. Recuperado de <http://bit.ly/1ngkjaJ>
- KALDELLIS, J. K., SPYROPOULOS, G. C., KAVADIAS, K. A. y KORONAKI, I. P. (2009). Experimental Validation of Autonomous PV-Based Water Pumping System Optimum Sizing. *Renewable Energy*, 34(4), 1106–1113.
- KAPPALI, M. y UDAY KUMAR, R. Y. (2010). An Approach to Reduce the Size and Cost of PV Panel in Solar Water Pumping. *Industrial and Information Systems (ICIIS), 2010 International Conference*
- KHAN, M. T. A., AHMED, M. R., AHMED, S. I. y KHAN, S. I. (2012). Design and Performance Analysis of Water Pumping Using Solar PV. *Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET), 2012*
- KINKAID, C. (2014). *Solar PV bombeo de agua*. Portland, OR (EEUU). Recuperado de <http://www.solardyne.com>.
- LORENTZ. (2015). Productos de bombeo solar. REcuperado de <http://www.lorentz.de/es/productos.html>
- LUKHWARENI, T., DOBZHANSKYI, O. y GOUWS, R. (2014). Solar Power Pumping System for Domestic Appliances. *Proceedings of the Twenty-Second Domestic Use of Energy (DUE), 2014*.
- MALLA, S. G., BHENDE, C. N. y MISHRA, S. (2011). Photovoltaic Based Water Pumping System. *Energy, Automation, and Signal (ICEAS)*. International Conference on IEEE; 2011. p. 1-4.
- MANTILLA-GONZÁLEZ, J. M., DUQUE-DAZA, C. A. y GALEANO-URUEÑA, C. H. (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. *Revista Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia*, (44), pp. 97–110.
- MAPURUNGA CARACAS, J. V., DE CARVALHO FARIAS, G., MOREIRA TEIXEIRA, L. F. y DE SOUZA RIBEIRO, L. A. (2014). Implementation of a High-Efficiency, High-Lifetime, and Low-Cost Converter for an Autonomous Photovoltaic Water Pumping System. *IEEE Transactions Industry Applications*, 50 (1), pp. 631-641
- MULDER, K. (2007). *Desarrollo sostenible para ingenieros*. Barcelona, España: Universitat Politècnica de Catalunya. Iniciativa Digital Politécnica.
- NAKATA, T., SILVA, D. y RODIONOV, M. (2011). Application of Energy System Models for Designing a Low-Carbon Society. *Progress in Energy and Combustion Science*, 37(4), 462–502.
- NASA (2015). NASA Surface Meteorology and Solar Energy: RETScreen. Recuperado de <http://go.nasa.gov/1m7fWev>
- OECD/IEA. (2010). *Energy Poverty: How to Make Modern Energy Access Universal?* París-Francia. REcuperado de <http://bit.ly/1RObhg4>
- PASKA, J., BICZEL, P. y KLOS, M. (2009). Hybrid Power Systems—An Effective Way of Utilising Primary Energy Sources. *Renewable Energy*, 34(11), 2414–2421.
- PEPERMANS, G., DRIESEN, J., HAESELDONCKX, D., BELMANS, R. y D’HAESELEER, W. (2005). Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues. *Energy Policy*, 33(6), 787–798.
- ROJAS-ZERPA, J. C. (2013). *Planificación del suministro eléctrico en áreas rurales de los países en vías de desarrollo: un marco de referencia para la toma de decisiones*. (Tesis doctoral). Universidad de Zaragoza, España.
- ROJAS-ZERPA, J. C. y YUSTA-LOYO, J. M. (2014). Methodologies, Technologies and Applications for Electric Supply Planning in Rural Remote Areas. *Energy for Sustainable Development*, 20(0), 66–76.
- SCOTT, R. D. W. (1988). Photovoltaic Systems for Rural Communities in Indonesia. *IEE Colloquium on Energy for Isolated Communities*.
- SHAAHID, S. M. y ELHADIDY, M. A. (2008). Economic Analysis of Hybrid Photovoltaic–Diesel–Battery Power Systems for Residential Loads in Hot Regions—A Step to Clean Future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2), 488–503.
- SHRESTHA, J. N. (1996). Solar PV Water Pumping System for Rural Development in Nepal: Problems and Prospects. *Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 1996. IECEC 96*.
- SILVA HERRAN, D. y NAKATA, T. (2012). Design of Decentralized Energy Systems for Rural Electrification in Developing Countries Considering Regional Disparity. *Applied Energy*, 91(1), 130–145.

- SREERAJ, E. S., CHATTERJEE, K. y BANDYOPADHYAY, S. (2010). Design of Isolated Renewable Hybrid Power Systems. *Solar Energy*, 84(7), 1124–1136.
- STECA (2014). *Catálogo de reguladores e inversores*. Memmingen-Alemania: Steca Elektronik GmbH. Recuperado de <http://bit.ly/1LGkxC5>
- SURENDRA, T. S. y SUBBARAMAN, S. V. V. (2002). Solar PV Water Pumping Comes of Age in India. *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*.
- WORLD BANK (2008). *Designing Sustainable Off-Grid Rural Electrification Projects: Principles and Practices*. Washington DC (EEUU). Recuperado de: <http://siteresources.worldbank.org/EXTENERGY2/Resources/OffgridGuidelines.pdf>

