



# 7<sup>th</sup> INTERNATIONAL WORKSHOP ADVANCES IN CLEANER PRODUCTION Academic

“CLEANER PRODUCTION FOR ACHIEVING SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS”

## Modelo de Optimización para la Definición de Soluciones Energéticas Renovables para Zonas no Interconectadas – Estudio de Caso en Chocó, Colombia

J. VITERI<sup>A\*</sup>, F. HENAO<sup>A</sup>, I. DYNER<sup>B</sup>, S. CÓRDOBA<sup>C</sup>, J. CHERNI<sup>D</sup>

a. Facultad de Ciencias Administrativas y Económicas, Universidad Icesi, Calle 18 No. 122 -135, Cali, Colombia.

b. Facultad de Ciencias Naturales e Ingeniería, Universidad Jorge Tadeo Lozano, Carrera 4 # 22-61, Bogotá, Colombia.

c. Facultad de ingeniería, Universidad Tecnológica del Chocó, Cra. 22 No 18B-10B, Quibdó, Colombia.

d. Centre for Environmental Policy, Imperial College London, South Kensington Campus, London, UK.

### Resumen

El acceso a la electricidad es indispensable para el crecimiento económico y el bienestar de toda población. Sin embargo, a pesar de esto, el 15% de la población mundial no cuenta con acceso a dicho servicio. En Colombia, el 52% del territorio nacional, en donde viven alrededor de 2 millones de personas (5% de la población), se considera no interconectable por su lejanía o difícil acceso desde los principales centros poblados (zona no interconectable, ZNI). Las comunidades que viven en ZNI se caracterizan por ser extremadamente pobres y por suplir de manera precaria sus necesidades energéticas; esto generalmente a través de combustibles fósiles, los cuales ofrecen un servicio contaminante, intermitente, no confiable y de alto costo para estas comunidades. Actualmente, las energías renovables ofrecen una oportunidad para el desarrollo de este tipo de poblaciones, debido a que permiten la generación de electricidad a bajo costo y en los mismos lugares de consumo (lo que se conoce como generación distribuida).

El objetivo de esta investigación es desarrollar una herramienta de planeación de soluciones energéticas para comunidades en ZNI con la finalidad de lograr soluciones óptimas y evaluar diferentes posibles configuraciones para el sistema de generación de electricidad de una comunidad, sugiriendo tanto su tamaño, como la mezcla de energéticos más apropiada para abastecer la demanda al menor costo posible. El modelo propuesto permite considerar diferentes mezclas de tecnologías (renovables, fósiles y baterías), la aleatoriedad de las variables climáticas que son indispensables para las energías renovables, como son la radiación solar, la velocidad del viento y los aportes hídricos, y los costos involucrados.

Para demostrar el modelo, se presenta un estudio de caso en una comunidad aislada llamada Playa Potes, ubicada en Bahía Solano, en el departamento del Chocó, Colombia. Los resultados del modelo sugieren que la instalación de una planta solar fotovoltaica de 26 kW, acompañada por un banco de baterías, sería suficiente para suplir las necesidades energéticas de la población las 24 horas del día y bajo condiciones climáticas cambiantes, teniendo en cuenta el costo.

**Palabras llave:** Programación lineal, Sistemas híbridos autónomos, ZNI.

### 1. Introducción

Más de 1.300 millones de personas en el mundo no tienen acceso a la electricidad y más del 84% viven en zonas rurales de países en desarrollo (Gaona, Trujillo, & Guacaneme, 2015). Esto es preocupante, debido a que el acceso a la electricidad es indispensable para el crecimiento

“CLEANER PRODUCTION FOR ACHIEVING SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS”

económico y el bienestar de la población de cualquier país. En Colombia, el 52% del país pertenece a las zonas no interconectadas (ZNI), las cuales se caracterizan por no estar abastecidas por el sistema interconectado nacional (SIN) (IPSE, 2015), por lo que la prestación de servicio eléctrico se hace principalmente por medio de plantas de generación Diesel, pequeñas centrales hidroeléctricas y últimamente por paneles solares.

Creemos que la electrificación de zonas rurales aisladas a través de tecnologías renovables estaría contribuyendo con el logro del objetivo número 7 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU (Sustainable Development Goals, SDG), pues promueve una energía asequible, confiable, sostenible y moderna para poblaciones que no tienen acceso a este servicio (United Nations, 2015). Adicionalmente, genera efectos positivos al logro de otros objetivos como son calidad de vida, desarrollo económico y educación, pues la electrificación facilita y mejora la calidad de vida de las personas, su infraestructura y promueve la educación por el acceso a la iluminación en horas de la noche y permite el uso de dispositivos electrónicos como computadores (Gaona et al., 2015; Shyu, 2014).

El objetivo de esta investigación es facilitar la planeación de soluciones energéticas híbridas con tecnologías renovables para ZNI y aplicarla a un caso en Colombia. Se propone por lo tanto desarrollar una herramienta que esté basada en técnicas de optimización y lo que busca es facilitar la evaluación de un gran número de posibles configuraciones para el sistema de suministro de energía para una comunidad ZNI, sugiriendo tanto el tamaño del sistema como la mezcla adecuada de energéticos, de tal forma que se pueda suplir la demanda al menor costo posible. La herramienta se aplica a un estudio de caso en Playa Potes, un corregimiento de Bahía Solano, ubicado en el departamento del Chocó en la costa Pacífica el cual muestra alto nivel de pobreza.

## **2. Programación para optimizar el dimensionamiento de sistemas de generación de electricidad**

Con relación al dimensionamiento de sistemas energéticos híbridos, la literatura ofrece diferentes enfoques y técnicas que buscan la configuración óptima del sistema, que sea capaz de abastecer la demanda, al menor costo posible.

Los modelos de optimización para este tipo de problemas pueden tener dos enfoques, determinístico o estocástico. Esto tiene relación con la forma cómo se considera la aleatoriedad de las fuentes renovables de energía, al considerar estas variables aleatorias estamos asumiendo que son un proceso cuyo resultado no es previsible por lo que interviene el azar. Un modelo determinístico lo que generalmente hace es considerar un escenario promedio para las variables climáticas que son indispensables para la generación de electricidad a través de fuentes renovables. Mientras que las técnicas estocásticas consideran varios posibles escenarios de ocurrencia para las mismas variables climáticas. Los modelos determinísticos con escenario promedio ofrecen, en cuanto al dimensionamiento de los sistemas, resultados más económicos, pero a su vez más susceptibles de fallo ante escenarios de ocurrencia extremos. Mientras que los modelos estocásticos ofrecen sistemas de generación más costosos, pero a su vez más robustos y capaces de enfrentar situaciones cambiantes en el clima (Bhattacharyya, 2012; Billionnet, Costa, & Poirion, 2014; Khare, Nema, & Baredar, 2016).

Dentro de estas técnicas las más usadas son la programación lineal y la programación entera mixta (Sinha & Chandel, 2015). Con respecto a las mezclas de energéticos, diferentes autores modelan combinaciones de tecnologías como son: generación eólica, diésel y batería (Nfah & Ngundam, 2008); generación fotovoltaica y Batería (Liao & Ruan, 2009); y generación fotovoltaica, eólica, batería y diésel (Dahmane, Bosche, El-Hajjaji, & Dafarivar, 2013; Gupta, Saini, & Sharma, 2011). La principal ventaja de estas técnicas es que permiten modelar adecuadamente los diferentes sistemas de generación pues la programación es lo suficientemente flexible, adicionalmente, estas

son las técnicas clásicas de la optimización por lo que en la literatura se encuentran disponibles modelos que pueden ser usados como base para nuevos planteamientos. Sin embargo, la programación lineal y la programación entera mixta de los modelos expuestos previamente no consideran explícitamente la incertidumbre o la aleatoriedad de las variables como la demanda, la radiación y la velocidad del viento, para esto se necesitaría una extensión a los modelos estocásticos los cuales son capaces de hacer el proceso de optimización involucrando la incertidumbre (Khare et al., 2016).

Dentro de los modelos estocásticos, destacamos los modelos de optimización robusta que modelan los sistemas de generación y encuentran el mínimo costo total de instalación cuando se da el peor escenario al que se puede enfrentar el sistema (Billionnet et al., 2014), y modelos de optimización robusta con teoría de juegos que modelan el sistema de generación a través de un algoritmo que busca aumentar la confiabilidad de las soluciones, es decir, la capacidad del sistema de abastecer la demanda (Basir Khan, Jidin, & Pasupuleti, 2016). Finalmente cabe mencionar que existen investigaciones que plantean, además de la minimización de costos, objetivos de carácter sociocultural y económicos con los cuales se pretende abarcar mejor la multidimensionalidad de los problemas en zonas rurales (Dufo-López, Cristóbal-Monreal, & Yusta, 2016).

Existen otro tipo de metodologías de planeación de sistemas energéticos para ZNI que valen la pena destacar, y son aquellas basadas en técnicas multicriterio (Cherni et al., 2007; Rojas-Zerpa & Yusta, 2015). Las diferencias principales entre el multicriterio y la optimización, es que la primera permite la consideración de múltiples criterios de decisión, algunos conflictivos entre sí, y de carácter cualitativo; mientras que en la optimización todos los criterios que se consideran deben ser cuantitativos o cuantificables. Así, a diferencia de la optimización, los modelos energéticos basados en multicriterio no sugieren un dimensionamiento en sí mismo de las partes del sistema como si lo hacen los modelos de optimización (Gupta, Saini, & Sharma, 2011). Adicionalmente, los modelos de optimización se pueden extender para considerar la parte estocástica del problema, lo que permite encontrar soluciones más realistas (Billionnet et al., 2014). Dentro de las limitaciones de estos modelos se tiene que a diferencia de los modelos multicriterio no son capaces de considerar múltiples objetivos, y tradicionalmente se enfocan únicamente en aspectos técnicos y de costos, ante esta limitación se encuentran propuestas como el diseño de modelos multiobjetivo (Dufo-López, Cristóbal-Monreal, & Yusta, 2016).

Esta investigación desarrolla un modelo de optimización que cuenta con las siguientes ventajas en comparación con algunos de los modelos anteriores: i) facilita la comparación de un gran número de combinaciones de las variables de decisión; ii) considera la estocasticidad del problema; iii) representa adecuadamente la estacionalidad de las variables aleatorias y la dependencia serial por medio de las series sintéticas; y iv) representa la incertidumbre sin demandar altos recursos computacionales.

### **3. Un modelo de optimización para un sistema híbrido de generación de energía eléctrica para ZNI**

El modelo propuesto considera tres tecnologías renovables para la generación de electricidad y estas son la hidráulica, solar, eólica, y como respaldo del sistema diésel y baterías. Inicialmente se discuten las variables de decisión del modelo que son las decisiones que el modelo ayudará a tomar, la función objetivo que se busca, y las restricciones o condiciones mínimas a cumplir del problema.

**Variables de decisión:** Los tipos de tecnologías que el modelo considera son:  $f = \{S \text{ (Solar PV)}, W \text{ (Eólica)}, H \text{ (Hidráulica a filo de agua)}, b \text{ (Baterías)}, D \text{ (Diesel)}\}$ . Las variables de decisión ( $X^f$ ) son la cantidad de componentes a instalar en la comunidad de cada tecnología, por ejemplo, el número de paneles solares, o número de baterías.

Una vez definidos los tamaños de las partes del sistema, el modelo realiza el despacho de las tecnologías, por el que define la cantidad de electricidad que se puede generar ( $G_t^f$ ) con cada tecnología, en cada hora (t) del día, durante los 365 días de un año. Dicha generación varía día a día, ya que depende de las condiciones climáticas y de la demanda de cada día. Adicional a lo anterior, también se modela el balance (carga y descarga) de las baterías, a través de las variables  $E_t^B$  y  $B_t^L$  respectivamente.

**Función objetivo para minimizar los costos del sistema híbrido:** La función objetivo (ecuación 1) consiste en la minimización de los costos totales del sistema, lo cual involucra los costos de instalación de sus componentes para la generación eléctrica (ajustados a un año de funcionamiento), la batería de apoyo y el costo del combustible utilizado en caso de sugerir un respaldo con planta diésel.

$$\sum_{f=1}^f (X^f * C^f) + \sum_{t=1}^t (Y_t * FC) \quad [1]$$

Donde:

$f = \{S \text{ (Solar PV)}, W \text{ (Eólico)}, H \text{ (Hidro)}, b \text{ (Baterías)}, D \text{ (Diesel)}\}$

$X^f$ : Cantidad de componentes a instalar de la tecnología f

$C^f$ : Costo total del sistema f

$Y_t$ : Representa el combustible usado para la generación de electricidad en cada hora t.

FC representa el costo del combustible.

**Restricciones en cuanto a la generación de energía para ZNI:** La restricción principal del problema está relacionada con el cumplimiento de la demanda de la población, en cada momento del tiempo u hora del día (t). La demanda se supe a través de la generación que es posible obtener con las diferentes tecnologías consideradas.

A continuación, se detallan las ecuaciones que permiten cuantificar la cantidad de electricidad que es posible generar con cada una de las tecnologías consideradas, para cada momento del tiempo. Las variables que representan los kWh de electricidad generados se denotan con la letra G y el súper índice indica la fuente (solar  $G_t^S$ , eólica  $G_t^W$ , hidráulica  $G_t^H$  y diésel  $G_t^D$ ).

Generación solar  $G_t^S$ : La ecuación [2] refleja que la cantidad de electricidad que se puede generar con un arreglo de paneles solares depende de la eficiencia de los paneles ( $\eta^S$ ), la cantidad de radiación solar incidente en la zona ( $R_t$ ), el tamaño del arreglo de los paneles ( $A_s^t$ ) y  $X^S$  que representa la cantidad de paneles a instalar; esta última es la decisión a tomar.

$$G_t^S = \frac{\eta^S A_s R_t}{1000} * X^S \quad [2]$$

Generación eólica  $G_t^W$ : La ecuación [3] indica que para que haya generación se necesita una velocidad superior a 3 m/s en donde la generación de electricidad depende de la eficiencia de la turbina ( $\eta^W$ ), la densidad del aire en kg/m<sup>3</sup> denotada por ( $\eta^W$ ), el área de barrido de las aspas en m<sup>2</sup> denotado por ( $S^W$ ), la velocidad del viento en el incidente en la zona ( $W_t$ ) y  $X^W$  que representa la cantidad de turbinas de referencia que el modelo sugiere instalar; ésta es la decisión a tomar. Finalmente, si la velocidad del viento es superior a 10 m/s, la generación eólica equivale a la generación pico de la turbina de referencia, multiplicada por el número de turbinas que el modelo sugiere instalar.

$$G_t^w = \begin{cases} \frac{102 * X^w}{1000}, & W_t > 10 \\ \frac{\left(\frac{1}{2} \rho S^w W_t^3 \eta^w\right) * X^w}{1000} & 3 \leq W_t < 10 \\ 0, & W_t \leq 3 \end{cases} \quad [3]$$

Generación hidráulica  $G_t^H$ : La ecuación [4] muestra la cantidad de electricidad que se puede generar con una instalación hidroeléctrica, la cual depende del caudal turbinable ( $Q_t$ ) en m<sup>3</sup>/s, del salto bruto ( $ht$ ) en metros, de la aceleración de la gravedad ( $g$ ) en m/s<sup>2</sup>, de la densidad del fluido ( $\rho$ ) en (kg/m<sup>3</sup>), del factor de capacidad  $FC$  y de la eficiencia de la planta.  $X^H$  es una decisión binaria, en dónde el modelo decide si instalar o no una planta se diseña a la medida de las condiciones locales del terreno.

$$G_t^H = \frac{\rho * g * Q_t * ht * \eta_{tg}}{1000} * FC * X^H \quad [4]$$

Generación diésel  $G_t^D$ : La ecuación [5] muestra que la cantidad de electricidad que se puede generar con una instalación diésel depende de la eficiencia de la planta ( $\eta^D$ ), de la potencia instalada de la planta de referencia y de la cantidad de plantas de se va a instalar ( $X^D$ ). Esta planta tiene un límite de generación que está denotado como ( $G_{max}^D$ ), y también se calcula el consumo de combustible con la ecuación [6], el consumo de combustible depende de la generación ( $G_t^D$ ) y de la generación máxima de la planta ( $G_{max}^D$ ).

$$G_{max}^D = \eta^D * PI * X^D \quad [5]$$

$$G_t^D \leq G_{max}^D$$

$$Combs_t = 0.246 G_t^D + 0.08415 G_{max}^D \quad [6]$$

Balance de batería: El estado de carga de la batería en el tiempo  $t$  está definido por [7], en donde el estado depende de la carga en el periodo anterior  $t-1$  más la carga del periodo actual. La carga del periodo actual se da cuando la oferta de electricidad supera la demanda, el estado de carga adicionalmente se ve afectado por la tasa de autodescarga del banco de baterías  $\sigma$ , la eficiencia de la batería durante fase de carga  $\eta_{bat}$ ; y la fase de descarga es afectada por la eficiencia del inversor ( $\eta_{inv}$ ).

$$Bat_t^T = Bat_{t-1}^T * (1 - \sigma) + \left[ (E_t^B * \eta_{bat}) - \left( \frac{B_t^L}{\eta_{inv}} \right) \right] \quad \forall: t > 1 \quad [7]$$

El nivel de carga de la batería debe estar entre unos valores máximos y mínimos los cuales se definen  $B_{max}$  y  $B_{min}$  respectivamente. La ecuación [8] muestra la carga máxima que puede almacenar la batería la cual depende de la cantidad de baterías que el modelo sugiere instalar ( $Xb$ ) y de las características técnicas de la batería de referencia considerada es decir: la capacidad nominal (NC) y el voltaje (V). La ecuación [9] muestra el límite mínimo de carga, bajo el supuesto de que la batería no puede descargarse por debajo de su 20%.

$$B_{max} = \frac{Xb * NC * V}{1000} \quad [8]$$

$$B_{min} = 0.2 * B_{max} \quad [9]$$

$$B_{min} \leq Bat_t^T \leq B_{max}$$

*Balance de electricidad:* Finalmente, la demanda de electricidad de un periodo  $t$  cualquiera deberá ser suplida por la oferta directa de las fuentes renovables ( $E_t^L$ ), la generación Hidráulica ( $G_t^H$ ), la carga de la batería ( $B_t^L$ ), y finalmente por la planta Diésel ( $G_t^D$ ) en caso de requerir un respaldo extra, ver ecuación [10] y [11]:

$$O_t^T = E_t^L + B_t^L + G_t^H + G_t^D \quad [10]$$

$$O_t^T \geq D_t \quad [11]$$

$G_t^R$  representa la oferta total de electricidad renovables no convencionales, la cual es igual a la suma de la generación de electricidad de la fuente solar y eólica en el periodo  $t$  [12].

$$G_t^R = G_t^S + G_t^W \quad [12]$$

Esta electricidad se emplea: primero, para abastecer directamente la demanda  $E_t^L$ , segundo, en caso de tener excesos o una sobre oferta, ésta se debe almacenar en la batería  $E_t^B$ . Solo en los casos en donde la batería este llena y la demanda de electricidad suplida, los excesos de oferta se desperdiciaran  $E_t^D$ . La suma de la electricidad de los tres escenarios anteriores debe ser igual a la oferta total de energía renovable en el periodo  $t$  [11].

$$E_t^L + E_t^B + E_t^D = G_t^R \quad [11]$$

**Análisis por escenarios para considerar la aleatoriedad del problema:** Como se mencionó anteriormente, la aleatoriedad de las variables climáticas de las que se depende para la generación de electricidad a través de fuentes renovables debe ser considerada a la hora de darle solución óptima al problema de planificación. Para modelar la aleatoriedad de las variables inciertas, este modelo genera 100 escenarios climáticos a través de series sintéticas. Las series sintéticas se construyen a partir de series de tiempo históricas (Mukaram & Yusof, 2017; Philippopoulos & Deligiorgi, 2009).

Una vez contruidos los 100 escenarios, se encuentra la solución óptima para cada uno de ellos. Esta forma de solución se conoce como Optimización Estocástica Implícita (Labadie, 2004), la cual consiste en la aplicación del modelo tantas veces como escenarios inciertos se tengan y se solucionan como si fuera un problema determinístico. Luego, una vez se tiene un compendio de todas las posibles soluciones determinísticas para todos los escenarios, se hacen análisis estadísticos básicos (media, desviación, regresión) para sacar conclusiones (Labadie, 2004). Este enfoque de solución tiene la virtud de no requerir demasiados recursos computacionales, además que al crear los escenarios a través de series sintéticas se está preservando el comportamiento natural de las variables inciertas, pues se respetan aspectos como la estacionalidad de las series y la dependencia serial (Kavasseri & Seetharaman, 2009; Yang, Jirutitijaroen, & Walsh, 2012).

#### 4. Estudio de caso y metodología - Playa Potes, Bahía Solano, Chocó

Bahía Solano es un municipio que pertenece al departamento de Chocó, ubicado en el océano Pacífico al noroccidente de Colombia. Playa Potes es una población ubicada en Bahía Solano, con aproximadamente 90 personas cuyo acceso es en lancha desde la cabecera municipal (Ciudad Mutis), y que hasta el momento no cuenta con un sistema de generación para cubrir las necesidades de electricidad de la zona. Como solución han interconectado la población con el sistema de la cabecera municipal, pero de una forma ineficiente pues se han incurrido en costos elevados y no se ha logrado ofrecer de manera sostenida electricidad a la población, con frecuentes interrupciones en el servicio.

#### Aplicación del modelo de optimización para energías en ZN:

El objetivo del estudio de caso es aplicar el modelo de optimización para ayudarle a Playa Potes a definir las características de un sistema híbrido de generación de electricidad que le sirva para suplir sus futuras demandas energéticas de forma sostenible a través de fuentes renovables de energía. Con el fin de aplicar el modelo que fue descrito en detalle en la sección 2, los pasos que se siguieron fueron:

i). Definir los costos asociados a la instalación de cada tecnología de generación. Datos de referencia fueron tomados del informe de Irena (2015) y de allí se hicieron dos modificaciones: 1) como el modelo está planteado para un año, se dividen los costos totales de las tecnologías de generación entre sus años de vida útil de tal manera que los costos de las diferentes tecnologías sean comparables entre ellos, y 2) para capturar los costos adicionales de hacer la instalación en una zona remota se multiplican los costos por un factor zona sugerido en (Consortio Energético CORPOEMA, 2010).

ii). Generación de series sintéticas: Para esto se tomaron los datos históricos de viento y radiación de la base de datos de NREL (Habte, Sengupta, & Lopez, 2017), estas variables tienen un comportamiento estacionario. Para modelar la velocidad del viento se usaron modelos AR (2) y AR (3) anidados en un modelo ARFIMA, se creó un modelo para cada mes para evitar la estacionalidad que puede darse como consecuencia de las épocas de invierno y verano (Philippopoulos & Deligiorgi, 2009). Por su parte, la radiación fue modelada con un procedimiento similar, pero a través de modelos SARIMA  $\{(2,0,2); (0,1,2)\}$  con estacionalidad de 24 horas (Mukaram & Yusof, 2017). En esta aplicación no se consideran los caudales puesto que la zona de estudio no tiene potencial para generación hidráulica.

iii). Planteamiento de la curva de demanda: Debido a que Playa Potes actualmente no cuenta con un suministro sostenido de electricidad, no se conoce su curva de demanda. Por ello, se construyó la curva de demanda de Playa Potes tomando como referencia la curva típica de demanda para ZNI propuesta por el IPSE y ajustada a una población de 90 habitantes (IPSE, 2015).

iv). Creación de escenarios: Tomando las series sintéticas generadas en el paso 2, y considerando variaciones de hasta un 10% en la demanda de electricidad, se crearon 100 posibles escenarios a los que se podría enfrentar el sistema de generación eléctrica, posteriormente se aplica el modelo y se obtiene la solución para cada uno de los escenarios.

v). Finalmente, se hace un análisis de la confiabilidad de las soluciones (sistemas de generación): Para hacer este análisis de confiabilidad se identificó el escenario menos favorable, luego se sometieron a evaluación el conjunto de soluciones sugeridas por el modelo para ver su respuesta frente a dicho escenario menos favorable, de esta forma se observó el porcentaje de electricidad sin atender de cada solución. En la siguiente sección se muestra que existe una relación inversa entre costo y dimensión del sistema con el porcentaje de electricidad sin atender para la comunidad.

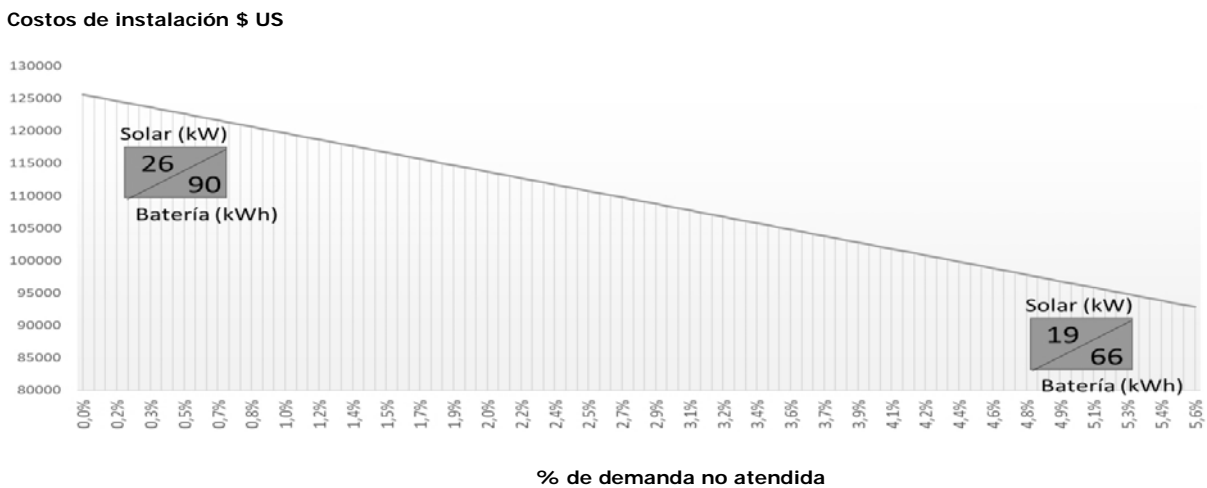
## 5. Resultados y discusión

En los 100 escenarios analizados para Playa Potes, el modelo sugiere una relación entre batería e instalación solar fotovoltaica de 3.5 a 1, manteniendo esta proporción el sistema definiría su tamaño dependiendo las condiciones del escenario. En este conjunto de soluciones, la instalación sugerida más económica es de 19 kW de instalación solar fotovoltaica y un banco de batería con capacidad de 66 kWh (Esta solución mantiene aproximadamente la proporción 3.5 a 1 expresada anteriormente). Esta instalación tiene la desventaja de ser más vulnerable a las condiciones ambientales por lo que es más probable que se dé una situación en la que la oferta de electricidad no sea suficiente para suplir la demanda (Aproximadamente un 5.6% de demanda no atendida podría darse). Por otra parte, el sistema más robusto sugerido (escenario más costoso), tendría

unas dimensiones de 26 kW de instalación solar fotovoltaica y un banco de batería con capacidad de 90 kWh el cual tiene un 0% de demanda no atendida ante el escenario más desfavorable.

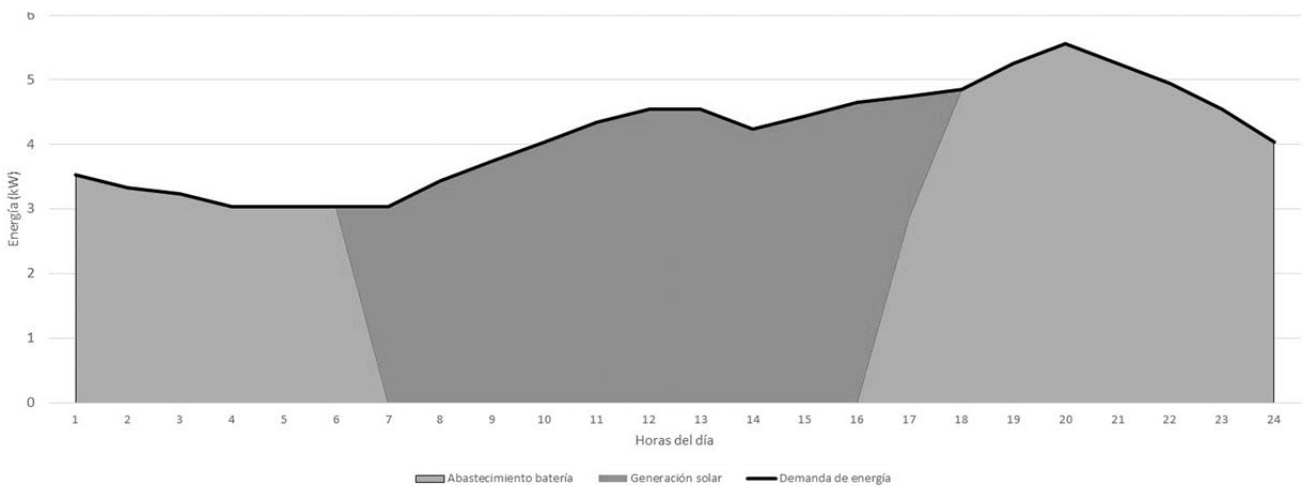
La Figura 2 muestra que existe una relación inversa entre el costo o dimensión del sistema y el porcentaje de electricidad que se quedaría sin atender si ocurriera un escenario climático desafortunado (i.e., el más desfavorable). El escenario desafortunado sería en el que se obtienen los niveles de radiación solar más bajos, y adicionalmente los niveles de demanda más altos considerados en el modelo. En el eje Y aparece el costo total del sistema, mientras que en el eje X aparece el porcentaje de electricidad que no se atendería si el escenario más desfavorable ocurriera. La pendiente negativa significa que a medida que sea menor el costo del sistema, el porcentaje esperado de energía sin atender ante el escenario más desfavorable podría aumentar.

Figura 2: Soluciones sugeridas (ISO) vs Potencial Apagón



La Figura 3 muestra la curva de carga de la población durante un día típico, la cual se construyó considerando la curva de carga para ZNI propuesta por el IPSE y ajustada a una población con 90 habitantes (IPSE, 2015). La forma cómo el modelo sugiere abastecer la demanda consiste en hacer uso de la batería durante las primeras horas del día y durante las horas de la noche; mientras que durante las horas del día los paneles solares abastecerían directamente la demanda y los excesos de generación se usarían para cargar las baterías.

Figura 3: Abastecimiento de la demanda de energía



Se observa que para la población de Playa Potes, la tecnología más apropiada es la solar fotovoltaica, principalmente porque el recurso solar es abundante y estable, a diferencia de la



velocidad del viento de la zona. Por otro lado, la tecnología solar fotovoltaica tiene bajos costos de operación (Irena, 2015), lo que representa una ventaja frente a la tecnología diésel que necesita un abastecimiento constante de combustible, cuyo costo es alto para ZNI debido a los gastos en transporte (Haghighat Mamaghani, Avella Escandon, Najafi, Shirazi, & Rinaldi, 2016).

## 6. Conclusión

En este trabajo se desarrolló un modelo de optimización para abordar el problema del dimensionamiento de un sistema de generación en ZNI. Se emplea cómo forma de aplicación la optimización estocástica implícita, la cual permite considerar de forma explícita la aleatoriedad de las variables inciertas. Los resultados sugieren que se instalen 3.5 kWh de capacidad de almacenamiento en batería por cada kW instalado de tecnología solar fotovoltaica. Manteniendo esta proporción, el modelo sugiere un sistema con una instalación solar fotovoltaica de 26 kW y 90kWh de capacidad de almacenamiento en batería. Dicho sistema estaría en capacidad de abastecer la demanda de la población en su totalidad y bajo cualquiera de los 100 escenarios analizados, aun en el menos favorable.

El modelo permitió identificar el potencial de generación con energía solar para la Playa Potes. Las características que favorecen a dicha tecnología son: i) la abundancia del recurso en la zona y la poca volatilidad del mismo, en contraste con la generación eólica cuyo recurso es más volátil y no es abundante en la zona; ii) aunque el costo de instalación es alto, los costos de mantenimiento y operación son muy bajos haciendo de ésta la tecnología de generación más conveniente y en particular si se compara con una típica planta diésel.

Finalmente, los resultados son presentados de tal manera que los tomadores de decisiones puedan apreciar gráficamente la relación inversa entre el costo del sistema y la autonomía del mismo bajo el escenario climático más desfavorable. Así, dependiendo de su perfil de riesgo, el decisor seleccionar el sistema que guste conociendo los riesgos del mismo.

## 7. Bibliografía:

- Basir Khan, M. R., Jidin, R., & Pasupuleti, J. (2016). Multi-agent based distributed control architecture for microgrid energy management and optimization. *Energy Conversion and Management*, 112, 288–307. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.01.011>
- Bhattacharyya, S. C. (2012). Review of alternative methodologies for analysing off-grid electricity supply. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.033>
- Billionnet, A., Costa, M., & Poirion, P. (2014). Robust optimal sizing of an hybrid energy stand-alone system. *European Journal of Operational Research*, 0(1), 1–24. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.03.013>
- Cherni, J. A., Dyrer, I., Henao, F., Jaramillo, P., Smith, R., & Font, R. O. (2007). Energy supply for sustainable rural livelihoods. A multi-criteria decision-support system. *Energy Policy*, 35(3), 1493–1504. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.03.026>
- Consortio Energético CORPOEMA. (2010). Plan de Desarrollo para las Fuentes no Convencionales de Energía en Colombia (PDFNCE). Formulación de Un Plan de Desarrollo Para Las Fuentes No Convencionales En Colombia (PDFNCE) V1, 1, 25–28.
- Dahmane, M., Bosche, J., El-Hajjaji, A., & Dfarivar, M. (2013). Renewable energy management algorithm for stand-alone system. 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA). <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2013.6749830>
- Dufo-López, R., Cristóbal-Monreal, I. R., & Yusta, J. M. (2016). Optimisation of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation. *Renewable Energy*, 94, 280–293. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.065>
- Gaona, E. E., Trujillo, C. L., & Guacaneme, J. A. (2015). Rural microgrids and its potential application in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 125–137. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.176>
- Gupta, A., Saini, R. P., & Sharma, M. P. (2011). Modelling of hybrid energy system-Part I: Problem formulation and model development. *Renewable Energy*, 36(2), 459–465. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.06.035>

- Habte, A., Sengupta, M., & Lopez, A. (2017). Evaluation of the National Solar Radiation Database (NSRDB): 1998-2015. NREL (National Renewable Energy Laboratory (NREL), (April), 1998–2015. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67722.pdf>
- Haghighat Mamaghani, A., Avella Escandon, S. A., Najafi, B., Shirazi, A., & Rinaldi, F. (2016). Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*, 97, 293–305. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086>
- IPSE. (2015). Plan de Acción 2015. Bogotá.
- Irena. (2015). Renewable Power Generation Costs in 2014 : An Overview, (January), 92. Retrieved from [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf)
- Kavasseri, R. G., & Seetharaman, K. (2009). Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models. *Renewable Energy*, 34(5), 1388–1393. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.09.006>
- Khare, V., Nema, S., & Baredar, P. (2016). Solar-wind hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 23–33. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.223>
- Labadie, J. W. (2004). Optimal operation of multi-reservoir systems: State-of-the-art review. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 130, 93–111. [https://doi.org/https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9496\(2004\)130:2\(93\)](https://doi.org/https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9496(2004)130:2(93))
- Liao, Z., & Ruan, X. (2009). A novel power management control strategy for stand-alone photovoltaic power system. 2009 IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference. <https://doi.org/10.1109/IPEMC.2009.5157429>
- Mukaram, M. Z., & Yusof, F. (2017). Solar radiation forecast using hybrid SARIMA and ANN model : A case study at several locations in Peninsular Malaysia, 346–350.
- Nfah, E. M., & Ngundam, J. M. (2008). Modelling of wind/Diesel/battery hybrid power systems for far North Cameroon. *Energy Conversion and Management*, 49(6), 1295–1301. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.01.007>
- Philippopoulos, K., & Deligiorgi, D. (2009). Statistical simulation of wind speed in Athens, Greece based on Weibull and ARMA models. *International Journal of Energy and Environment*, 3(4), 151–158. Retrieved from [http://www.researchgate.net/publication/230817122\\_Statistical\\_simulation\\_of\\_wind\\_speed\\_in\\_Athens\\_Greece\\_based\\_on\\_Weibull\\_and\\_ARMA\\_models/file/32bfe50e67ff19110b.pdf](http://www.researchgate.net/publication/230817122_Statistical_simulation_of_wind_speed_in_Athens_Greece_based_on_Weibull_and_ARMA_models/file/32bfe50e67ff19110b.pdf)
- Rojas-Zerpa, J. C., & Yusta, J. M. (2015). Application of multicriteria decision methods for electric supply planning in rural and remote areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 557–571. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.139>
- Sinha, S., & Chandel, S. S. (2015). Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic–wind based hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 755–769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>
- United Nations. (2015). Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. General Assembly 70 Session, 16301(October), 1–35. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- Yang, D., Jirutitijaroen, P., & Walsh, W. M. (2012). Hourly solar irradiance time series forecasting using cloud cover index. *Solar Energy*, 86(12), 3531–3543. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.07.029>