



del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
ANIVERSARIO  
**cujae**

## COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA CON LA INSTALACIÓN DE PARQUES FOTOVOLTAICOS

Gretchen Villar Vázquez<sup>1</sup>, Leonardo Casas Fernández<sup>2</sup>

Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas

Cuba

<sup>1</sup>e-mail:gretchen@uclv.edu.cu

### RESUMEN

El artículo que se presenta tiene como objetivo mostrar el comportamiento de las pérdidas de energía en la red de 33 kV en Villa Clara con la instalación de los parques fotovoltaicos. Los parques fotovoltaicos que fueron analizados se clasifican como sistemas fotovoltaicos híbridos conectados a la red. Los resultados se obtuvieron en el programa RADIAL, herramienta para analizar las pérdidas de energía, con los escenarios de generación actuales. Se analizó el comportamiento de la red de 33 kV de Villa Clara, concretamente en el municipio de Santo Domingo y en el cayo Santa María, hasta llegar a la comparación de la situación actual de dicha red, la que queda simulada en el programa RADIAL una vez instalados los PFV. Se tomaron dos horas de muestreo, la hora de máxima demanda del circuito y las 12 horas por ser la hora de máxima potencia entregada por el parque fotovoltaico. Es importante prestar atención al hecho de que las pérdidas de las líneas tienen una disminución irrelevante, debido a la capacidad de los parques fotovoltaicos, el lugar de ubicación, y el bajo tiempo de operación fuera del horario pico.

**PALABRAS CLAVES:** parques fotovoltaicos, pérdidas de energía, redes de distribución.

## BEHAVIOR OF LOSSES OF ENERGY WITH THE INSTALLATION OF PHOTOVOLTAIC PARKS

### ABSTRACT

The objective of this paper is show the behavior of losses of energy in 33 kV net in Villa Clara with the installation of photovoltaic parks. The photovoltaic parks that are examined fall under photovoltaic hybrid systems connected to the net. They obtained the results in the RADIAL program, tool to analyze the losses of energy, with the present-day scenes of generation. The behavior of the network of 33 kV of Villa Clara, specifically in the municipality of Santo Domingo in the key Santa María was analyzed, reaching the comparison of the current situation of the network which is simulated in the RADIAL program once the PFVs were installed. They took two hours of sampling, the hour of maxim demands of the and circuit the 12 hours to be the hour of maximum potency delivered by the photovoltaic park. Peak is important to pay attention to the fact that the losses of lines have an irrelevant decrease, due to the capability of photovoltaic parks, the place of position, and the low time of operation out of the schedule.

**KEY WORDS:** photovoltaic parks, energy losses, distribution networks.

---

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**GD**

**Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba**  
**Del 21 al 25 de noviembre de 2016**



del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
ANIVERSARIO  
**cujae**

## 1. INTRODUCCIÓN

El mayor reto energético que se presenta en los últimos tiempos es sustituir la generación de energía a partir de combustibles fósiles por fuentes renovables de energía. La energía solar fotovoltaica, es una de las principales fuentes renovables de energía, su continuo desarrollo ha permitido una disminución de sus costos y un crecimiento acelerado de su utilización. El objetivo de este trabajo es el análisis del comportamiento de las redes eléctricas en el cayo Santa María y en el municipio de Santo Domingo provincia de Villa Clara con la instalación de parques fotovoltaicos. Para cada caso se abordaron diferentes escenarios considerando el apoyo de esta generación distribuida. Los resultados se obtienen con el programa RADIAL, que permite analizar redes de distribución radiales considerando la variación horaria de las cargas y las generaciones distribuidas para cualquier situación. El análisis se realiza en dos escenarios diferentes uno conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el otro un sistema aislado. La mayor parte de los circuitos estudiados tienen su demanda máxima en el horario nocturno, en cambio durante el horario diurno es cuando se aprecia la influencia de la generación fotovoltaica en todas las variables de las redes simuladas. Es evidente en el trabajo la importancia del punto de ubicación de los parques fotovoltaicos desde el punto de vista de las pérdidas de energía en las líneas.

Para materializar la utilización de la energía del Sol, a partir del 2012 se propiciaron la instalación del parque fotovoltaico (PFV) en la zona campesina de Cantarrana de la provincia de Cienfuegos, con una potencia de 1 600 kW. En la provincia de Villa Clara, en Santa Clara se pone en servicio el 13 de agosto del año 2013 un PFV de 1 MW. [1] Actualmente se trabaja en varios parques fotovoltaicos en diversas partes del país, los cuales, una vez concluidos, deberán aportar 10 000 kW.

En términos generales, los generadores fotovoltaicos conectados a la red pueden aportar importantes beneficios a los sistemas de distribución, dependiendo de las características y condiciones operativas de la red de distribución, así como de la localización de éstos dentro de la misma. Los beneficios potenciales más importantes se pueden ver desde tres aristas, la primera por la parte de los sistemas eléctricos donde podemos mencionar: la suavización de los picos de demanda cuando existe cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil de consumo del alimentador; el alivio térmico a equipos de distribución, lo que implica también la posibilidad de postergar inversiones de capital para incrementar su capacidad o reemplazo; la disminución de pérdidas por transmisión y distribución; el soporte de voltaje en alimentadores de distribución y la compensación de potencia reactiva en el alimentador [2]. Desde el punto de vista económico el beneficio se puede ver desde el ahorro de combustible fósil y visto desde una perspectiva medio ambiental por la disminución de gases contaminantes a la atmósfera.

En la misma medida que encontramos beneficios también existen factores de riesgo para los sistemas de distribución a tener presente al conectar los PFV y entre los más tocados por la literatura encontramos los aumentos de tensión en las barras. [3] [4].

Por todo lo anterior el objetivo de este artículo es el análisis del impacto de los parques fotovoltaicos en la red de 33 kV en la provincia de Villa Clara ya sea en sistemas conectados a la red eléctrica, como el caso especial del cayo Santa María que es un sistema aislado.

## 2. DESARROLLO

**Estado de operación de los lugares donde serán instalados los PFV**

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**GD**

**Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba**  
**Del 21 al 25 de noviembre de 2016**



del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA**

**52**  
**ANIVERSARIO**  
**cujae**

El municipio de Santo Domingo, en su estado de operación normal, se alimenta por la línea de 110 kV que une las subestación atendida de dicho poblado con la de Santa Clara, la misma se encuentra en un estado bastante deteriorado puesto que tiene muchos años de explotación sin un mantenimiento capital. En estado de emergencia, frente a una avería, la línea se alimenta con una batería o de grupos electrógenos y por la conexión de 33 kV con Sagua, es por ello de vital importancia la instalación de este PFV que en una emergencia puede ayudar la alimentación de este municipio mejorando los niveles de tensión en las barras.

El cayo Santa María se encuentra operando aislado del Sistema Electroenergético Nacional por lo que en el mismo deben ser generada toda la demanda y se asumen acciones frente a alguna falla. El parque fotovoltaico es de mucha ayuda porque sería otra generación para este sistema, el mismo pudiese ser explotado durante el día y dejar de reserva alguna otra máquina de generación. El cayo cuenta con un total de 68 cargas entre hoteles y demás bases de apoyo al turismo, y es importante tener en cuenta que existen posibilidades reales de aumentar las cargas.

En el municipio de Santo Domingo el PFV estará formado por 12 000 módulos de 250 Wp de potencia unitaria, acoplados a 6 inversores solares de potencia nominal 500 kW cada uno y un transformador para cada uno de estos módulos de 0,5 MVA o de 1,0 MVA para dos inversores.

En el cayo Santa María el PFV de 1.5 MW frente al hotel Piedra Movida, el generador estará conformado por 6 000 módulos fotovoltaicos de 250 Wp de potencia unitaria, acoplados a 3 inversores solares de potencia nominal 500 kW cada uno. El otro de 1.2 MW frente al Delfinario, conformado por 4 800 módulos fotovoltaicos de 250 Wp de potencia unitaria, acoplados a 3 inversores solares de potencia nominal 500 kW cada uno. De esta manera, el proyecto cuenta con una potencia total de 2,7 MWp.

Se puede decir que en los tres puntos donde se han ubicado los PFV existen necesidades reales de generación en el municipio de Santo Domingo por el estado de deterioro de la línea Villa Clara de 33 kV desde donde es alimentada en su estado de operación normal y en el caso del cayo Santa María por ser un sistema aislado del SEN que necesita varios tipos de generaciones que garanticen la alimentación de sus cargas. El estudio bibliográfico del modo de operación de los PFV, nos facilitó los datos necesarios para poder simular los circuitos de interés en el programa RADIAL. Este programa brinda la posibilidad de trabajar con los gráficos horarios de cada una de las carga, aspecto éste imprescindible para alcanzar los objetivos propuestos en el trabajo.

Para simular las redes de distribución de 33 kV se utilizó el software RADIAL, sistema concebido para realizar los estudios relacionados con las redes radiales de distribución. Está programado sobre Delphi 5 usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere de configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC, para su ejecución.

Sin dudas la mayor potencialidad para la aplicación que se analiza, lo constituye el hecho de que este software permite modelar el comportamiento horario de las cargas, incluida la generación de los PFV, con lo cual es posible estudiar el comportamiento del circuito durante las 24 horas de día.

### **3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

#### **1. Modo de operación de los parques fotovoltaicos**

Operación en el horario de 6 – 7 diurna: Durante el día el parque fotovoltaico genera energía eléctrica, que se entrega directamente a la red, y/o a su vez alimenta las cargas que puedan estar conectadas en este horario. El controlador maneja toda la operación de forma automática. Mediante sus leds indicadores muestra todo este proceso (generación por parte del parque, consumo, etc.).

---

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**GD**

**Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba**  
**Del 21 al 25 de noviembre de 2016**



del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
ANIVERSARIO  
**cujae**

Operación en horario de 7pm - 6 am: Durante la noche el controlador detecta que no existe generación del módulo fotovoltaico y abre el circuito Panel-Red y monitorea el voltaje o la red.

Corte por alto voltaje: En los PFV, el controlador tiene preestablecido un voltaje de máxima carga; cuando este llega al voltaje máximo (14.7 V), el controlador censa y desconecta el circuito Parque-Red. Transcurrido un tiempo cuando el voltaje de la red tiende a disminuir (13.5 V), el controlador vuelve a cerrar el circuito Panel-Red. Este proceso suele repetirse varias veces durante días soleados.

Corte por baja tensión: De forma análoga, cuando se presentan varios días nublados el PFV no es capaz de generar la energía suficiente que demanda la carga, y la tensión tiende a disminuir, cuando este llega a su valor mínimo (10.5 V) preestablecidos en el controlador, se abre el circuito Parque-Red, y desconecta el parque en ese momento, con lo que evitan daños irreversibles a la red. Cuando vuelven los días soleados la tensión se recupera hasta llegar a la tensión de reconexión de carga (13.2 V) y vuelve a operar el sistema de la forma ya descrita [5].

### Características de las cargas hoteleras de los cayos Santa María

Los hoteles del Cayo Santa María son hoteles de ocio, tienen características diferentes a los hoteles ubicados en las ciudades (ver gráfico de la derecha) que son utilizados por clientes que no tienen como objetivo el ocio y la recreación dentro del hotel durante todo el día. Los usuarios de un hotel de ciudad por motivos de trabajo pasan la mayor parte del tiempo fuera del mismo, mientras que un cliente que se hospeda en un hotel de los cayos no depende de un horario, simplemente al estar de vacaciones no tiene un itinerario fijo y esto repercute en los gráficos de carga de ambas instalaciones ya que son diferentes como se muestran en las figuras.

En estos dos gráficos 1 y 2 que se muestran a continuación en la figura 1 se puede apreciar cómo no coinciden los horarios pico; mientras en la ciudad es de 11:00 a.m. a 13:00 p.m.; en los cayos el horario pico del hotel está en horas de la noche de las 18:00 p.m. a las 22:00 p.m. Estos gráficos están incorporados a la biblioteca del RADIAL para obtener una mayor precisión en la simulación. Se podría llegar a la conclusión que si el gráfico de carga de los cayos fuera igual al de los hoteles de ciudad el PFV fuera una alternativa mucho más eficiente porque existiría una coincidencia entre la hora de demanda máxima de las cargas y la hora de máxima entrega de potencia del PFV.

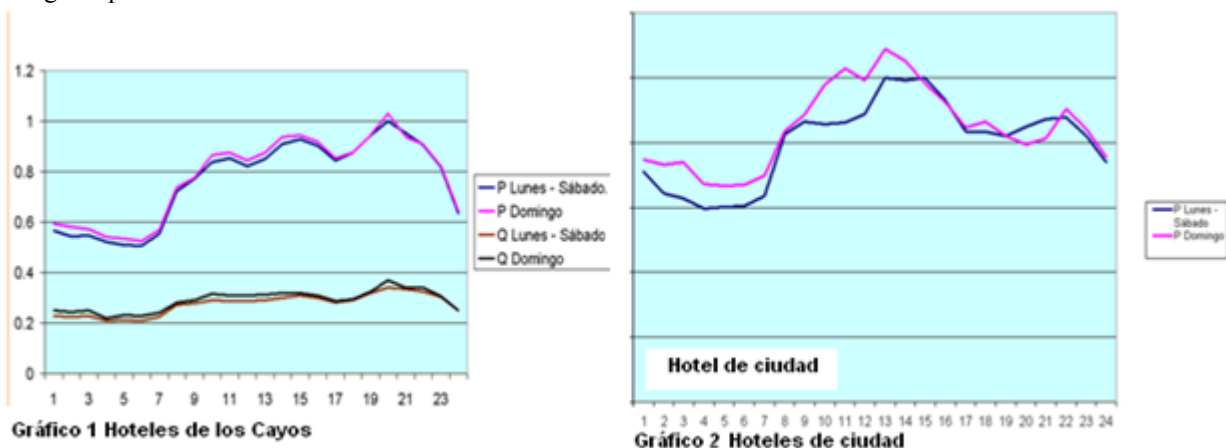


Figura.1: Gráficos de carga de los hoteles

En la figura 2 se muestran los gráficos de carga de la generación de un día del PFV de Santa Clara y el gráfico de carga de la curva modelada para el comportamiento horario del PFV. Ambas tienen la misma forma de

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**GD**

**Palacio de las Convenciones, La Habana, Cuba**  
**Del 21 al 25 de noviembre de 2016**





del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
 PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
 ANIVERSARIO  
**cujae**

campana pero estas difieren en que la curva del parque fotovoltaico obtenida no es continua, existen caídas bruscas en horarios diferentes como son las 12:50, las 15:20 entre otros. Estas caídas fueron debidas al efecto de la nubosidad que no llega a tomar un valor cero en este gráfico, pero si ocurre en otros días por lo que el efecto de la nubosidad es un aspecto importante a tener en cuenta.

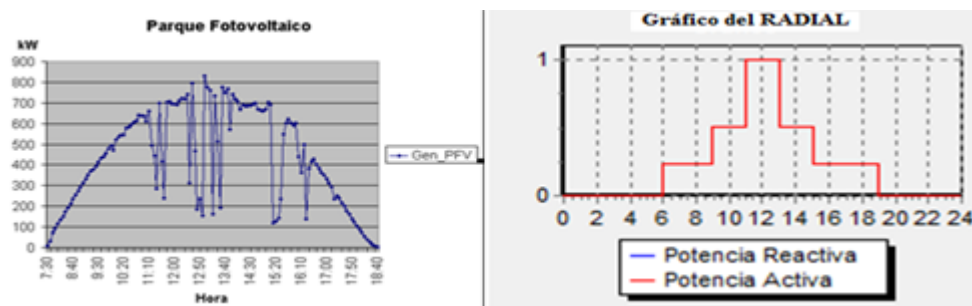


Figura.2: Gráficos de carga real y modelado en RADIAL del PFV

### Corridas realizadas para el análisis de los circuitos del cayo Santa María

Es importante destacar que el cayo cuenta con dos circuitos uno muy grande y otro pequeño que sería el circuito 2 y fueron simulados en su estado de operación normal. El análisis de los circuitos se ha realizado por medio de los resultados de las corridas de ambos sin el PVF conectado y con el mismo en operación. Se han tomado las cargas del circuito a la hora de su demanda máxima y a las 12 h que se corresponde con la máxima generación del PVF.

#### Circuito No. 1

En la Tabla 1 se exponen los resultados correspondientes al Circuito No.1.

Tabla 1: Datos de las corridas en el programa RADIAL del Circuito 1

| Circuito           | Demanda<br>(MW + j MV.Ar) |            | $\Delta Pa$ en líneas<br>(kW) |        | $\Delta Ea$ en líneas<br>(kW.h/día) |
|--------------------|---------------------------|------------|-------------------------------|--------|-------------------------------------|
| Circuito 1 sin PFV | (18 h)                    | (12 h)     | (18 h)                        | (12 h) | 1 187                               |
|                    | 11.5 + j2.9               | 10 + j2.6  | 79                            | 58     |                                     |
| Circuito 1 con PFV | (18 h)                    | (12 h)     | (18 h)                        | (12 h) | 1 134                               |
|                    | 11.5 + j2.9               | 8.5 + j2.6 | 79                            | 48     |                                     |

Como se observa, la demanda máxima sin el PFV ocurre a las 18 horas; en ese instante las pérdidas de potencia son de 79 kW y las de energía para estas condiciones iniciales son de 1 187 kW.h/día. Al colocar el PFV, el

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**GD**

Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba  
 Del 21 al 25 de noviembre de 2016



del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
ANIVERSARIO  
**cujae**

pico del circuito se mantiene a la misma hora, ya que el gráfico horario de generación del PFV usado se corresponde con valor medio verano/invierno. Llama la atención la escasa reducción de las pérdidas de energía provocadas por la acción del PFV, apenas 53 kW.h/día, (de 1 187 – a 1 134), lo que se debe fundamentalmente a la entrada en servicio, junto al PFV de su transformador de 1 600 kV.A con unas pérdidas de hierro y cobre de 41 y 53 kW.h/día respectivamente, lo que arroja un total de 94 kW.h/día. El efecto del PFV en el momento de su máxima generación (12 – 13h) reduce la demanda de 10 a 8.5 MW y las pérdidas de potencia en 10 kW, de 58 a 48 kW.

### Circuito No. 2

En la Tabla 2 se exponen los resultados correspondientes al Circuito No.2.

Tabla 2: Datos de las corridas en el programa RADIAL del Circuito 2

| Circuito              | Demanda<br>(MW +j MV.Ar) |            | $\Delta Pa$ en líneas<br>(kW) |        | $\Delta Ea$ en líneas<br>(kW.h/día) |
|-----------------------|--------------------------|------------|-------------------------------|--------|-------------------------------------|
| Circuito 2<br>sin PFV | (14 h)                   | (12 h)     | (14 h)                        | (12 h) | 105                                 |
|                       | 2.3 + j0.7               | 2.3 + j0.7 | 6.2                           | 5.7    |                                     |
| Circuito 2<br>con PFV | (18 h)                   | (12 h)     | (18 h)                        | (12 h) | 144                                 |
|                       | 2.2 + j0.6               | 1.1 + j0.7 | 6.2                           | 17.5   |                                     |

En este circuito, la demanda máxima sin el PFV ocurre a las 14 horas; en ese instante las pérdidas de potencia son de 6.2 kW y las de energía para estas condiciones iniciales son de 105 kW.h/día. Al colocar el PFV, el pico del circuito se traslada de las 14 h a las 18 h debido a que en el primer horario influye fuertemente la generación del PFV (720 kW).

Las pérdidas de energía durante el día se incrementan debido a dos razones: a) las pérdidas de energía asociadas al transformador del PFV de 1 600 kV.A (41 de hierro y 37 de cobre para un total de 78 kW.h/día) y b) a la mala ubicación desde el punto de vista eléctrico del mismo, al final de un circuito de 5.26 km, que solo tiene una pequeña carga de apenas 70 kW.

### Comportamiento de la generación en el cayo Santa María

Otra arista de gran interés se relaciona con el comportamiento horario de la generación al instalarse los PFV programados. En las figuras que se muestran a continuación se pueden ver los gráficos de generación de cada circuito (fig. 3 y 4) y la figura 5 y 6 muestra que existe, en el horario pico de los parques fotovoltaicos (12:00 h), una disminución considerable de la potencia activa, lo que por supuesto se aprecia más en el Circuito 2 que en el Circuito 1. Estos valores se deben tener en cuenta para tomar decisiones en estos horarios y poder dejar de generar con las plantas de combustibles fósiles que es la única generación con la que cuenta el cayo Santa María al encontrarse aislado del SEN.

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**



**Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba**  
**Del 21 al 25 de noviembre de 2016**



del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA  
DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
ANIVERSARIO  
**cujae**

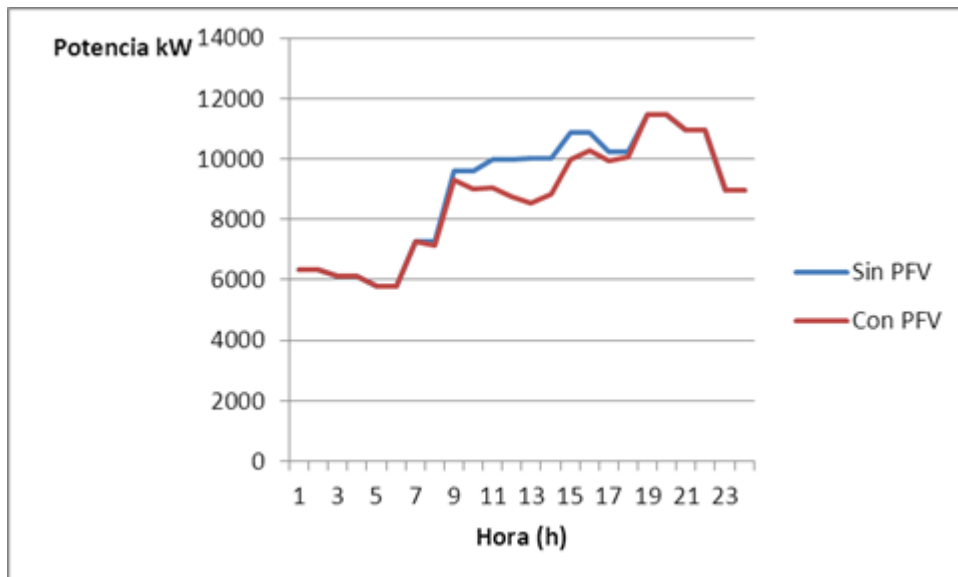


Figura. 3: Gráfica de generación en el Circuito 1

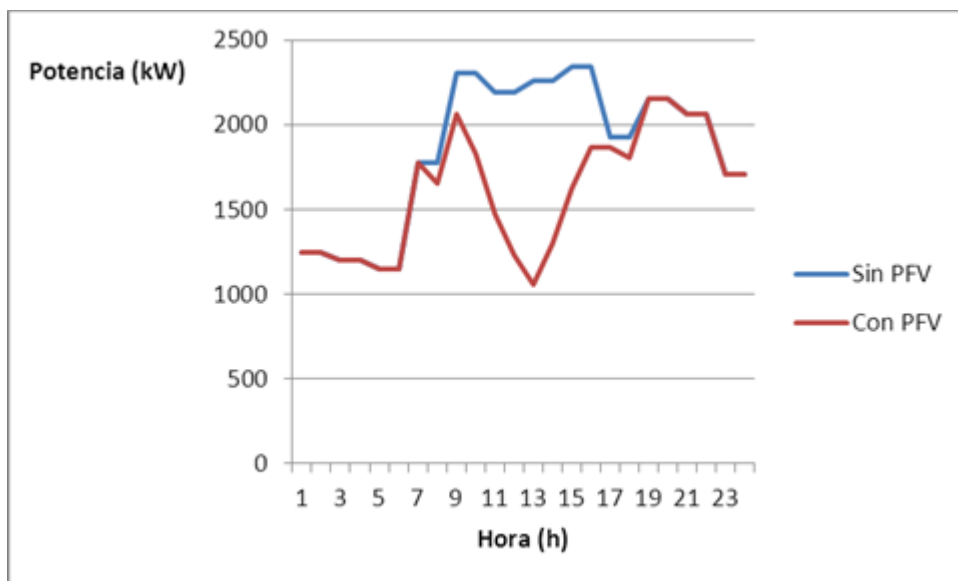


Figura. 4: Gráfica de generación en el Circuito 2

En la figura 5 se puede corroborar que de forma general el PFV ayuda a poder disminuir la generación actual de generación no renovable.

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**GD**

Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba  
Del 21 al 25 de noviembre de 2016



del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
ANIVERSARIO  
**cujae**

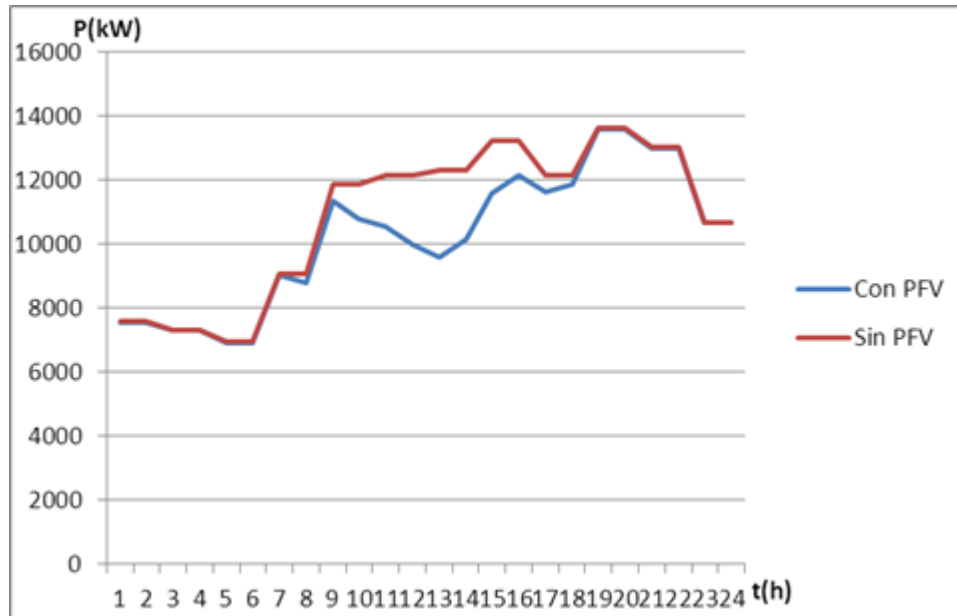


Figura. 5: Gráfica generación total (incluye ambos circuitos)

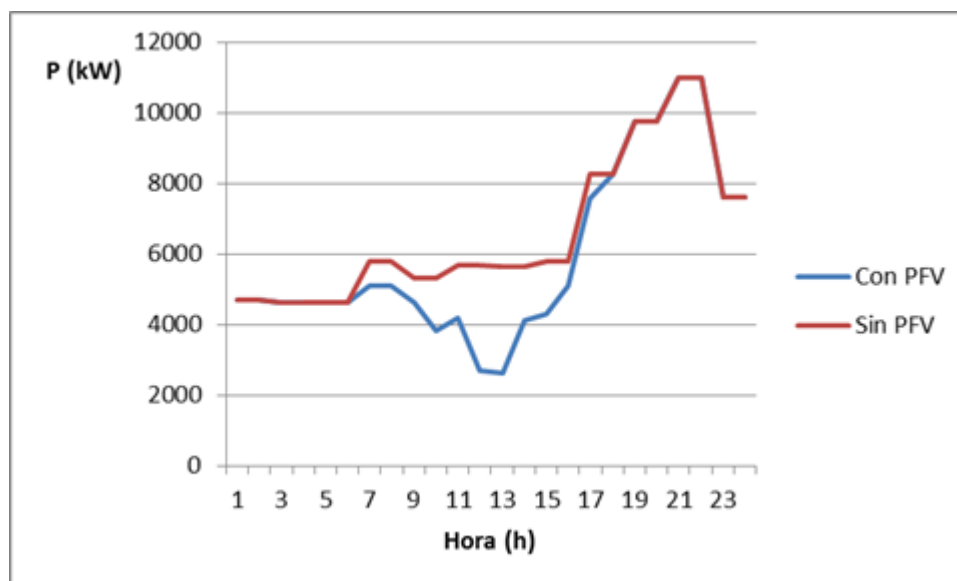


Figura. 6: Generación del circuito alimentado desde Santa Clara con y sin PFV sin zafrá.

Los resultados obtenidos en las diferentes simulaciones se deben a tres factores fundamentales:

1. La capacidad de los parques fotovoltaicos instalados
2. El lugar de ubicación, y
3. El bajo tiempo de operación y que lo hacen fuera del horario pico.

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**GD**

Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba  
Del 21 al 25 de noviembre de 2016





del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
ANIVERSARIO  
**cujae**

Con respecto al primer aspecto, la potencia de los paneles (del orden de uno o tres MW) no es lo suficientemente grande como para que puedan hacerse sentir en las líneas de 33 kV de una forma determinante, como lo han hecho las instalaciones de los grupos electrógenos, de mayor potencia. Relacionado al segundo factor es evidente que la gran extensión de estas instalaciones (del orden de varias hectáreas) obliga a una ubicación sujeta a restricciones, lo que conlleva a situarlos en lugares diferentes a los óptimos. En estudios previos realizados se ha podido constatar que este efecto, que parece estar reñido con expectativas que pudieran haberse creado, por ser similares al de los bancos de capacitores para el escenario de la potencia reactiva, solo se logra cuando, al igual que estos, se dimensionen y ubiquen bajo estos mismos criterios, como está sucediendo en estas aplicaciones “menores” en numerosas ciudades de países líderes en esta tecnología. Es evidente que estas acciones corresponden a una segunda etapa de estas tecnologías en nuestro país. Y finalmente, la naturaleza diurna del gráfico horario de carga, fuera del horario pico, hace que su efecto de reducción de pérdidas no se manifieste en el horario de mayor demanda y por tanto donde mayor sería su impacto sobre las pérdidas.

Luego de conocer el impacto que tienen los PFV sobre las pérdidas de energía en la red de 33 kV, es pertinente valorar su efecto sobre las pérdidas de potencia activa en el nivel superior de voltaje en la región central: 110 y 220 kV. Con el objetivo de proporcionar este dato, se simuló en el programa PSX la carga media del SEN de la región central desde Matanzas hasta Ciego de Ávila, 398 MW en el horario diurno, en tanto que los PFV apenas alcanzan un 2,2 % de esta magnitud.

Las pérdidas activas con los parques instalados es de 12.7 MW y 12.9 MW sin ellos, lo que demuestra que el efecto de los PFV tanto en la red de 33 kV como en las de 100 y 220 kV de forma conjunta no aportan ahorros debido a la reducción de pérdidas en líneas.

#### 4. CONCLUSIONES

Fue analizada la instalación de los PFV en las redes eléctricas en el cayo Santa María uno de 1.5 MW y otro de 1.2 MW, y el PFV del municipio de Santo Domingo; su impacto permite tener un conocimiento preciso de la generación necesaria con las plantas convencionales existentes en estos puntos de ubicación. En el caso del municipio de Santo Domingo se puede apreciar una disminución de pérdidas notables en el circuito alimentado desde Santa Clara que es el estado de operación normal del municipio. Podemos concluir que lo más importante a la hora de instalar un PFV es localizar el punto de ubicación óptimo, objetivo este que es difícil de lograr muchas veces por la gran área que se necesita, en la medida que las celdas fotovoltaicas sean más eficientes esta área se irá disminuyendo. Algo que no se debe dejar de valorar a la hora de ver la factibilidad de estos PFV es su pertinencia como un producto del ahorro de combustible traducido en desarrollo económico y la disminución de emisiones de gases contaminantes. El software RADIAL, ha probado su efectividad para acometer estos estudios, que muy frecuentemente arrojan resultados no esperados. Otro factor de gran importancia es la ayuda que prestan los PFV al control de la tensión en las redes donde se encuentran.

#### 5. BIBLIOGRAFÍAS

- [1] R. R. Salcines, "Parque Fotovoltaico en Cantarrana y la red de 33 kV," Tesis de Grado. Departamento de Electroenergética, Universidad "Marta Abreu de Las Villas", Cuba, 2013.
- [2] Calleja H. "Procesos en sistemas fotovoltaicos conectados a la red", Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, México, 2011.

---

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**



**Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba**  
**Del 21 al 25 de noviembre de 2016**



del 21 al 25 de noviembre de 2016  
**18 CONVENCIÓN CIENTÍFICA**  
**DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA

**52**  
ANIVERSARIO  
**cujae**

- [3] Shayani Rafael. A, Gonçalves de Oliveira. M. A, " Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems ", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 26, NO. 3, AUGUST 2011
- [4] Alvarez-Hérault M., Raphael Caire D, Raison Bertrand, Wojciech Bienia, " A Novel Hybrid Network Architecture to Increase DG Insertion in Electrical Distribution Systems", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 26, NO. 2, MAY 2011
- [5] Villar Vázquez, G" Explotación de red de 33 kV en Villa Clara con parques fotovoltaicos " Tesis de Maestría. Departamento de Electroenergética, Universidad "Marta Abreu de Las Villas", Cuba, 2013.
- [6] González M. Randall." Evaluación de la inserción de sistemas fotovoltaicos a la red pública de Costa Rica", IE – 0502 Proyecto Eléctrico, Universidad de Costa Rica. Diciembre del 2005.
- [7] Pérez Benítez, Carlos Luis "Impacto de las celdas fotovoltaicas en los circuitos de distribución primaria", Trabajo de Diploma UCLV. 2010

Gretchen Villar Vázquez. Asistente docente de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Ingeniera de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba. Ingeniera Electricista (2005). M.Sc en el 2012, Realiza trabajos académicos y de investigación en el área de la "Energía Fotovoltaica".  
e-mail: gretchen@uclv.edu.cu

Dr. Leonardo Casas Fernández. Profesor Titular Facultad de Ing. Eléctrica de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba. Ha desarrollado múltiples investigaciones en el campo de las redes y los sistemas eléctricos altamente vinculadas a la Unión Eléctrica de Cuba. Posee dos reconocimientos del Ministro de Educación Superior, la Orden Carlos J. Finlay del Consejo de Estado. Es presidente del tribunal de Grados Científicos de Ingeniería Eléctrica de la República de Cuba.

---

**SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**GD**

**Palacio de la Convenciones, La Habana, Cuba**  
**Del 21 al 25 de noviembre de 2016**