

## HOSTING CAPACITY OF A LOW VOLTAGE SYSTEM WITH PENETRATION OF PHOTOVOLTAIC GENERATION

## HOSTING CAPACITY DE UNA RED DE BAJA TENSIÓN CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Mg. (c) Iván Jiménez-Vargas, PhD. German Osma-Pinto

### Universidad Industrial de Santander

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones  
Facultad de Ingenierías Físicomecánicas. Carrera 27 #9. Bucaramanga, Santander,  
Colombia. Tel.: 57-7-6344000, Ext. 2361

E-mail: [ivan.jimenez@correo.uis.edu.co](mailto:ivan.jimenez@correo.uis.edu.co), [gealosma@uis.edu.co](mailto:gealosma@uis.edu.co)

**Abstract:** The integration of photovoltaic self-generation is a reality both in Colombia and in the entire world. However, this integration has several impacts on energy distribution networks, so it is necessary to identify practices and procedures that evaluate these impacts to take full advantage of this technology's benefits. This paper analyzes the effects on steady-state voltage, line's capacity, and power losses of the penetration level of photovoltaic generation in the low-voltage electrical network of the electrical engineering building of the Industrial University of Santander, with the application of some provisions of IEEE Std. 1547.7: 2013 and the Hosting Capacity approach, through simulations in PowerFactory. The results show that the current capacity of the photovoltaic system does not cause significant effects on the performance of the network, however, if generation is increased to more than 20 kW, overloads and increases in power losses will appear in certain sections of conductor that will require taking mitigation actions.

**Keywords:** Distributed Generation, Hosting Capacity, IEEE 1547, Photovoltaic Systems, PowerFactory.

**Resumen:** La integración de autogeneración fotovoltaica es una realidad tanto Colombia como en el mundo entero. Sin embargo, esta integración tiene impactos importantes en las redes de distribución de energía, por lo que resulta necesario identificar prácticas y procedimientos que permitan la evaluación de estos impactos, en aras de aprovechar al máximo los beneficios de esta tecnología. Este *artículo* analiza el impacto del nivel de penetración de generación fotovoltaica sobre la tensión en estado estable, la cargabilidad y las pérdidas de potencia en la red eléctrica de baja tensión (BT) del Edificio de Ingeniería Eléctrica (EIE) de la Universidad Industrial de Santander (UIS), con la aplicación algunas disposiciones del IEEE Std. 1547.7: 2013 y el enfoque de *Hosting Capacity*, a partir de simulaciones en PowerFactory. Los resultados evidencian que la capacidad actual del sistema fotovoltaico (SFV) no provoca afectaciones importantes en el desempeño de la red, sin embargo, si se aumenta la generación a más 20 kW aparecerán sobrecargas y aumentos en las pérdidas de potencia en ciertos tramos de conductor que requerirá tomar acciones de mitigación.

**Palabras clave:** Generación Distribuida, Hosting Capacity, IEEE 1547, Sistemas fotovoltaicos, PowerFactory.

## 1. INTRODUCCIÓN

El auge de las energías renovables y los adelantos realizados en materia de regulación por parte de la CREG han permitido que la integración de generación distribuida (GD) haya crecido rápidamente en los últimos años en Colombia, particularmente aquella basada en SFV (Salazar & Velasco, 2019). Este crecimiento se debe a las investigaciones enfocadas en la correcta implementación de SFV, así como a la disminución de los costos de los paneles FV, los incentivos tributarios brindados y las apuestas del por la diversificación de la matriz energética (Arcos-Vargas, Cansino, & Román-Collado, 2018).

Sin embargo, se ha demostrado que la integración de GD presenta nuevos retos en diversas áreas de la ingeniería eléctrica, dado que su régimen de operación propicia la aparición de fenómenos que afectan de diversas formas la calidad del suministro de energía eléctrica (Gandhi, Kumar, Rodríguez-Gallegos, & Srinivasan, 2020).

Considerando que una operación confiable de los sistemas eléctricos solo puede ser garantizada mediante adecuados niveles de calidad del suministro (Sampath Kumar, Gandhi, Rodríguez-Gallegos, & Srinivasan, 2020), se deben estudiar las metodologías propuestas en el estado del arte para detectar, evaluar, fomentar los efectos positivos o mitigar los impactos negativos que tiene la GD en estos sistemas.

Este trabajo evalúa el impacto del nivel de penetración del SFV instalado en la terraza verde del Edificio de Ingeniería Eléctrica (EIE) de la Universidad Industrial de Santander (UIS), ubicada en Bucaramanga, Colombia.

Específicamente, se estudia el perfil de tensión, las pérdidas y la cargabilidad en los conductores de la red de baja tensión (BT), a partir de las disposiciones de la guía IEEE Std.1547.7 y el modelado y simulación de la red. Asimismo, se determina la *Hosting Capacity* (HC) de la red. El estudio comprendió tres etapas:

- Identificación de la metodología, tipos de impactos e índices de medición de impactos contenidos en el IEEE Std. 1547.7.
- Simulación del comportamiento actual de la red eléctrica de BT del EIE para distintos escenarios de penetración de generación FV en el software PowerFactory.
- Cuantificación de la relación entre el nivel de penetración de la generación FV y los impactos, es decir, la HC.

En cuanto al sistema actual, las simulaciones permitieron concluir que el nivel de penetración actual de generación FV no tiene un impacto significativo en la cargabilidad en los conductores o en el perfil de tensión. Por otro lado, el estudio sobre *HC* permite identificar el tramo de

conductor más susceptible, el nodo con la mayor elevación de tensión, el tipo de relación entre impactos y la potencia del generador y la potencia pico FV máxima que puede instalarse en la terraza del EIE.

El resto del artículo se divide de la siguiente manera: la Sección 2 presenta la descripción del problema, que incluye la descripción del sistema, el procedimiento usado y las consideraciones. Los resultados del estudio y su discusión son presentados de manera desagregada en la Sección 3. Finalmente, la conclusión se presenta en la Sección 4.

## 2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Esta sección presenta las generalidades más importantes sobre el análisis del impacto de un SFV de 9,7 kWp integrado en una red baja tensión. Este análisis se realizó siguiendo las directrices del estándar IEEE 1547.7 sobre el procedimiento de análisis del impacto de los sistemas de GD en redes de distribución. Todo el estudio fue realizado en el programa de simulación de sistemas de potencia PowerFactory.

### 2.1. Descripción del sistema

La red del EIE es de tipo radial, alimentada por un transformador de 630 kVA (13,2/0,22 kV) a través del nodo principal llamado TGBT, del cual se derivan seis líneas hacia seis tableros de distribución. El SFV se encuentra conectado al barraje del tablero del cuarto piso (TP<sub>4</sub>). Las derivaciones de los barrajes de los pisos 1, 2, 3 y 5 y el auxiliar se recogen en la carga TP<sub>otros</sub>. Esta red es considerada un laboratorio y ha sido objeto de múltiples estudios (Parrado Duque, Osma Pinto, & Ordóñez Plata, 2019; Rojas, Caro, Domínguez, & Solano, 2020).

En este estudio interesa el alimentador principal que conecta el TGBT y el SFV, denominado alimentador principal, y es el tramo de líneas que alimenta al barraje en el TGBT más el tramo de línea que va desde el TGBT hasta el TP<sub>4</sub>. El modelo circuital simplificado de la red del EIE se presenta en la Figura 1.

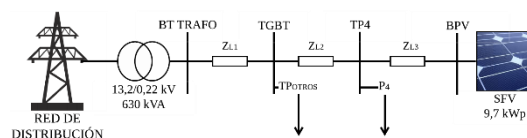


Fig. 1. Diagrama unifilar simplificado de la red del EIE en estudio.

La carga de la red de BT tiene un comportamiento derivado del uso universitario del EIE. La Figura 2 presenta resultados de algunas mediciones (Páez & Rojas, 2018) realizadas sobre la carga del

edificio. Los perfiles de mayor potencia demandada representan los días con clases, mientras que los perfiles color verde, vinotinto y azul marino representan los sábados, domingos y festivos, respectivamente. A partir de las mediciones, se destaca que la potencia pico promedio es de 30 kW, mientras que la potencia mínima es 7,5 kW.

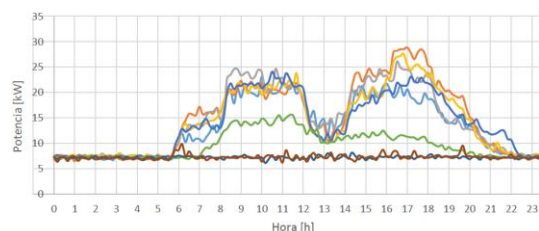


Fig. 2. Perfiles de carga promedio de mediciones de dos meses en el Edificio. Tomado de (Páez & Rojas, 2018).

## 2.2. Procedimiento

El procedimiento del estudio consistió en simular el comportamiento de la red ante diferentes niveles de penetración del SFV y observar su impacto en indicadores de cargabilidad de los conductores, pérdidas y perfil de tensión en el alimentador principal. En una primera etapa, interesa conocer el impacto del sistema actual (9,7 kW), seguidamente, se observó el impacto en los mismos indicadores para valores de potencia pico desde 15 kW hasta 50 kW, aumentando la capacidad en pasos de 7,5 kW, con el fin de determinar la característica de *HC* del sistema.

## 2.3. Modelamiento en PowerFactory

Las simulaciones se realizaron en PowerFactory donde se modeló en detalle la red del EIE en un trabajo realizado por (Cortés, García, & Osma, 2018). Los autores agruparon los circuitos de cada barraje de piso en una carga equivalente tipo ZIP de potencia promedio, a partir del levantamiento *in situ*. Asimismo, se ajustó y validó el modelo a través de mediciones de potencia y energía en los distintos barrajes.

## 2.4. IEEE Std. 1547.7

El Estándar IEEE 1547.7 es una guía para conducir estudios del impacto de la interconexión de recursos en sistemas de distribución. Este estándar permitió agilizar el proceso de valoración y análisis de impacto de la red (Standards, Committee, Generation, & Storage, 2014).

En términos generales, el estándar propone un análisis de tres etapas, donde los resultados de la primera etapa conducen a la realización (o no) de los estudios de las etapas posteriores. La primera etapa se denomina “*Estudios Preliminares*”, la segunda “*Estudios Convencionales*” y la última “*Estudios Especiales*”. Así, la guía recomienda un curso de acción a la hora de realizar estudios de impacto, de acuerdo con el alcance del estudio y la disponibilidad de información.

En lo que corresponde a este trabajo, la red se sometió a los criterios P1, P3 y P5 de los estudios preliminares<sup>1</sup>. Los resultados de estos criterios condujeron a la necesidad de realizar el estudio convencional denominado *C1—Steady state simulation*. Los resultados del estudio convencional permitieron concluir que no era necesario conducir estudios especiales. La Subsección 3.1 presenta los resultados a cada uno de los criterios y estudios.

## 2.5. Hosting capacity

El enfoque de HC planteado por Bollen y Hassan (Bollen & Hassan, 2011) se basa en determinar la relación entre la cantidad de GD y la variación de determinado índice de medición de impacto, con el fin de encontrar la capacidad máxima de generación que admite la red antes que el índice estudio tome valores inaceptables. Este valor corresponde a la HC de la red.

De este estudio, también surge un conjunto de curvas que permiten estimar el impacto en los índices que tendría inclusión de una cantidad determinada de GD, dadas una serie de condiciones de carga y generación. El procedimiento seguido fue el siguiente:

- Seleccionar un impacto y uno o más indicadores asociados para su cuantificación.
- Determinar los límites de estos indicadores.
- Calcular el valor de estos índices como una función de la cantidad de GD.
- Obtener la HC.

El indicador del impacto para las pérdidas de potencia es denominado “índice de variación de pérdidas de potencia” definido en la Ecuación 1. El indicador seleccionado y asociado a la tensión es la elevación de tensión en porcentaje respecto a la tensión nominal (1 p.u.). Finalmente, el indicador para la carga en los conductores es la cargabilidad en porcentaje respecto a la capacidad máxima del conductor.

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P_{ALFV,i} - P_{ALFV,ACTUAL}}{P_{ALFV,ACTUAL}} \quad (1)$$

<sup>1</sup> La descripción detallada de los criterios preliminares puede consultarse en el capítulo 7 y la tabla 1 del IEEE Std. 1547.7.

Donde  $P_{ALFV,i}$  es igual a las pérdidas de potencia en el alimentador principal en para el nivel de penetración  $i$ , mientras que  $P_{ALFV,ACTUAL}$  es igual a las pérdidas en el alimentador al SFV en la condición de operación actual, más adelante denominada “escenario crítico”.

Los límites de los índices son: 200% para la variación de pérdidas, 0,1 p.u. para la elevación máxima de tensión y 100% de cargabilidad del conductor.

## 2.6. Limitaciones

El desarrollo de este trabajo se limitó a la simulación en estado estable de los nodos más críticos del sistema. Estos nodos son aquellos asociados con el alimentador principal, es decir, el conjunto de tramos de líneas que conduce del secundario del transformador al punto de conexión del SFV. La red se implementó en PowerFactory según un modelo polinomial ZIP. Asimismo, el análisis se realizó a frecuencia fundamental y con el barraje de referencia (*slack*) situado en el lado de media tensión del transformador.

Es importante resaltar que el análisis de HC se hizo en la condición crítica, es decir, aquella en que la carga es mínima y la generación máxima, y es correspondiente a todos aquellos días sin clases del edificio en horas de mayor irradiación. La carga mínima del edificio para el estudio fue de 7,2 kW (ver Fig. 2) (durante el 2018 existieron al menos cien de estos días con carga mínima). Por otra parte, la generación máxima corresponde a la generación máxima promedio que es posible obtener del SFV dadas sus condiciones de irradiancia y temperatura, y su valor es de 9,2 kW.

## 3. RESULTADOS

Esta sección describe los resultados del estudio. En la primera parte se presentan los resultados de la aplicación de la guía IEEE 1547.7, seguidamente, se muestran los resultados de las simulaciones para el estado actual del sistema y, finalmente, se presentan las características de HC para la red.

### 3.1. Aplicación del IEEE Std. 1547.7.

A partir del contexto particular del problema, se identificó que sería necesario conducir los estudios preliminares 3 de los 6 estudios criterios preliminares. En concreto, se revisó si se cuenta con equipo certificado (P1), si se pudiera afectar la cargabilidad de la red (P3) y si se pudiera presentar afectaciones en la tensión en estado estable (P5). La Tabla 1 resume la evaluación de estos criterios.

A partir de estos resultados, la guía conduce a realizar estudios de estado estable. Se identificó que, para realizar una estimación del impacto actual del SFV en la red del EIE, es necesario identificar las condiciones de carga y generación puntuales que favorecen la aparición de los impactos evaluados y, para estos escenarios, realizar flujos de carga convencionales.

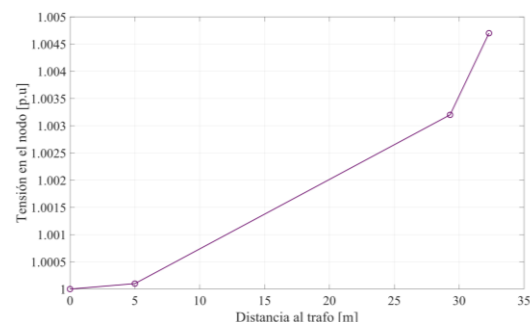
*Tabla 1: Lista de chequeo para los estudios preliminares. Adaptada de la Tabla 1 del IEEE Std. 1547.7-2013.*

Criterio	¿Satisfecho?	Descripción
P1	SÍ	Equipamiento certificado
P3	SÍ	Potencial impacto en la cargabilidad
P5	NO	Impactos en la regulación de voltaje dentro del SD en estado estable

Así, el análisis de impacto se reduce al estudio la de mínima carga y máxima generación (denominada escenario crítico), donde se propicia la aparición de elevaciones de tensión en el alimentador principal, aumento de la cargabilidad de los conductores y aumento de las pérdidas. La siguiente subsección aborda los resultados de esta simulación.

### 3.2. Impacto del sistema actual

De acuerdo con el Estándar IEEE 1547.7, se espera una ligera caída de tensión en la red en condiciones normales de operación sin el SFV. La inclusión del SFV ocasiona la aparición de elevaciones de tensión en todo el alimentador principal que corresponde en su punto máximo a una elevación del 0,5% de la tensión nominal del circuito. De acuerdo con la simulación, esta elevación de tensión desde el transformador hasta el nodo del SFV (llamado BFV), a través del alimentador principal se presenta en la Figura 3.



*Fig. 3. Perfil de tensión en el alimentador principal para el escenario crítico.*

Las demás variables del sistema se calcularon tanto para el escenario máximo de penetración, como para el sistema sin penetración de

generación fotovoltaica. La Tabla 2 relaciona el nivel de penetración ( $P_{FV}$ ) con la elevación de tensión en el nodo más crítico ( $\Delta V_{BFV}$ ), la cargabilidad del sistema en el tramo del alimentador más impactado (TP4 – BFV) y el índice de pérdidas. Cabe destacar que el escenario de penetración de 0 kW corresponde a ausencia de generación del SFV y máxima carga, mientras que la generación de 9,2 kW corresponde al escenario crítico.

*Tabla 2: Resultados de los índices de impacto para dos escenarios.*

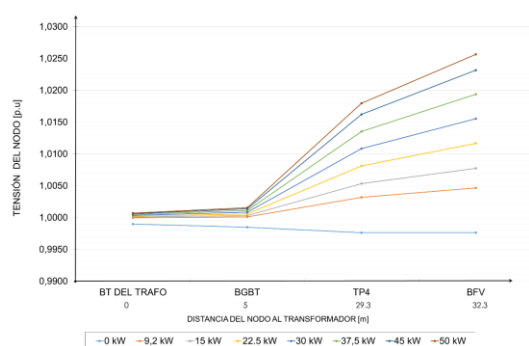
$P_{FV}$	$\Delta V_{BFV}$	%CARGA BP4 - BSFV	$\Delta P$
0 kW	-0,24%	25,53%	-5,23%
9,2 kW	0,47%	21,24%	0,00%

### 3.3. Hosting Capacity

Como se describió en la subsección 2.2, la construcción de la característica de la HC de cargabilidad se hizo tomando un nivel de penetración de 30 kW y creando pasos de aumento y disminución del 25%. Nuevamente, estos escenarios se evaluaron para el caso con mínima carga y máxima generación.

Realizadas las simulaciones, se encontró que el nodo más impactado en tensión fue aquel en que se recoge toda la generación, es decir, el BFV; como lo evidencian los perfiles de elevación de tensión en cada escenario presentados en la Figura 4. El tramo de línea más impactado en cargabilidad y pérdidas fue el tramo denominado BP4-BSFV.

Los resultados de las simulaciones para los indicadores en el tramo de línea y el nodo más impactado se presentan en la Tabla 3.



*Fig. 4. Perfiles de tensión en el Alimentador al SFV en función de la distancia al transformador para cada nivel de penetración.*

*Tabla 3: Resultados de los índices para la construcción de las características de HC.*

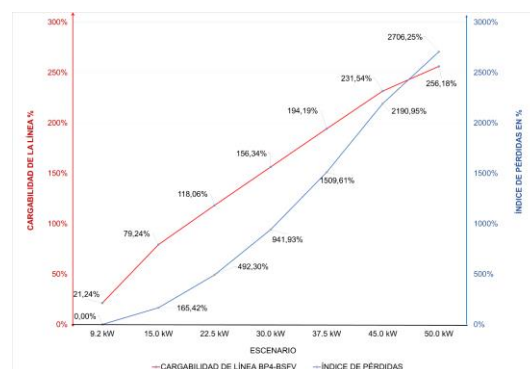
$P_{FV}$	$\Delta V_{BFV}$	%CARGA BP4 - BSFV	$\Delta P$
9,2 kW	0,47%	21,24%	0,00%
15,0 kW	0,77%	79,24%	165,42%
22,5 kW	1,17%	118,06%	492,30%

30,0 kW	1,56%	156,34%	941,93%
37,5 kW	1,94%	194,19%	1509,61%
45,0 kW	2,32%	231,54%	2190,95%
50,0 kW	2,57%	256,18%	2706,25%

A partir de los resultados de la Tabla 3, fue posible establecer las características de HC de la red para los tres indicadores seleccionados. En primer lugar, la característica de HC para la elevación de tensión se presenta la Figura 5, mientras que las características de cargabilidad se presentan en la Figura 6.



*Fig. 5. Característica de HC y tendencia de la elevación de tensión.*



*Fig. 6. Características de HC para el índice de pérdidas (rojo) y cargabilidad (azul).*

En el caso de la elevación de tensión, a partir de la tendencia lineal de la Figura 5 se puede esperar una elevación inadmisibles del 10% se presentará después de los 100 kWp instalados. No obstante, la HC que realmente limita la capacidad del generador fotovoltaico es la de cargabilidad, pues para valores de penetración de 22,5 kW, se alcanza el 120% de carga del tramo del evaluado, lo cual implica que el valor para el 100% se obtiene una inyección máxima de 19,1 kW.

### 3.4. Discusión

Los resultados permiten afirmar que para la red de BT del EIE, con inyección en el TP4, la capacidad máxima de inyección en AC se verá limitada por la capacidad amperimétrica del conductor que conecta el barraje del SFV (BPV) y el tablero del cuarto piso (TP4). Sin hacer modificaciones a la



red, la potencia máxima que se puede inyectar es aproximadamente 19,1 kW (si no se desea carga el conductor por encima del 100% de su capacidad). Se calcula que esto equivale a una potencia pico máxima aproximada de 20 kWp, que sería la HC del EIE para estos índices.

Un último hecho a resaltar es la importancia del área de la terraza y la disponibilidad que hay de esta para la instalación de sistemas fotovoltaicos. El área aproximada de la terraza es de 600 m<sup>2</sup>, de los cuales se estima que solo el 30% es aprovechable para la instalación de SFV. Esto deja disponible un área efectiva para paneles solares de 180 m<sup>2</sup>. El promedio de la eficiencia de los paneles instalados actualmente en el EIE es de aproximadamente 16%, lo cual significa una potencia pico aproximada máxima instalable de 29 kWp. Aún refinando este cálculo, es evidente que con un SFV de las características del mercado actual es imposible alcanzar el nivel de penetración necesario para violar el límite de tensión en las condiciones de carga regulares de la red.

#### 4. CONCLUSIONES

Este estudio tuvo como propósito general evaluar el impacto de generación fotovoltaica en la red baja tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS y su relación con el nivel de penetración de la generación, a partir de la apropiación del estado del arte, la aplicación de algunas recomendaciones del IEEE Std. 1547.7-2013 y simulaciones de estado estable en el software PowerFactory.

Los aportes más significativos fueron la aplicación de la guía IEEE Std. 1547.7-2013 y la estimación de la *Hosting Capacity* de la red de baja tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS.

Las simulaciones permitieron inferir que el reforzamiento de la red será necesario a partir de los 20 kWp de generación FV, donde se violan las capacidades de ciertos tramos de conductor, mientras que una violación en la tensión solo se esperaría para un nivel de penetración diez veces mayor actual, donde la capacidad del generador sea más de cuatro veces la carga pico de la red, pero que es imposible alcanzar con un SFV convencional por las restricciones de área en la terraza del EIE.

#### REFERENCIAS

Arcos-Vargas, A., Cansino, J. M., & Román-Collado, R. (2018). Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the

Paris agreement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 1024–1035.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.023>

Bollen, M., & Hassan, F. (2011). *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc.

<https://doi.org/10.1002/9781118029039>

Cortés, C., García, Y., & Osma, G. (2018). PROCEDURE FOR MODELING AND SIMULATION OF A LOW VOLTAGE NETWORK WITH A PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEM INTERCONNECTED IN POWERFACTORY. In *Memorias del XIII Congreso Internacional "Electrónica y Tecnologías de Avanzada"* (Vol. 1, pp. 1–5).

Gandhi, O., Kumar, D. S., Rodríguez-Gallegos, C. D., & Srinivasan, D. (2020). Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration. *Solar Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.097>

Páez, C., & Rojas, C. (2018). *Estudio del comportamiento del sistema de generación fotovoltaico del edificio de ingeniería eléctrica*. Universidad Industrial de Santander.

Parrado Duque, A., Osma Pinto, G. A., & Ordóñez Plata, G. (2019). Instalación De Un Sistema Fotovoltáico En El Edificio De Ingeniería Eléctrica De La Universidad Industrial De Santander. *Revista Colombiana De Tecnologías De Avanzada (Rcta)*, 1(33), 150–154. <https://doi.org/10.24054/16927257.v33.n33.2019.3334>

Rojas, D., Caro, M., Domínguez, R., & Solano, J. (2020). IRRIGATION CONTROL OF A PHOTOVOLTAIC PANEL ORIENTED TO THE MAXIMIZATION OF ENERGY BENEFIT. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, 2(36), 133–139.

Salazar, O., & Velasco, Á. (2019). *Evolución de la generación de energía solar fotovoltaica en Colombia*. Universidad de Santiago de Cali. Retrieved from <https://repository.usc.edu.co/handle/20.500.12421/2781>

Sampath Kumar, D., Gandhi, O., Rodríguez-Gallegos, C. D., & Srinivasan, D. (2020). Review of power system impacts at high PV penetration Part II: Potential solutions and the way forward. *Solar Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.08.047>

Standards, I., Committee, C., Generation, D., & Storage, E. (2014). *IEEE Guide for*

*Conducting Distribution Impact Studies for  
Distributed Resource Interconnection.  
IEEE Std 1547.7-2013.*