

# Evaluación del comportamiento de la demanda en el modelado de las redes de distribución

## Demand behavior evaluation in modeling distribution networks

Rebeca Solis-Ortega<sup>1</sup>, Gustavo A. Gómez-Ramírez<sup>2</sup>,  
Kervyn Josué Sáenz-González<sup>3</sup>, Alfredo Josué Ellis-Rodríguez<sup>4</sup>, William Johan Navarro-Alpízar<sup>5</sup>

Fecha de recepción: 1 de febrero, 2024

Fecha de aprobación: 18 de junio, 2024

Solis-Ortega, R; Gómez-Ramírez, G.A; Sáenz-González, K.J; Ellis-Rodríguez, A.J; Navarro-Alpízar, W.J. Evaluación del comportamiento de la demanda en el modelado de las redes de distribución. *Tecnología en Marcha*. Vol. 38, N° 1. Enero-Marzo, 2025. Pág. 115-127.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v38i1.7050>

- 1 Escuela de Matemática. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.  
 [rsolis@tec.ac.cr](mailto:rsolis@tec.ac.cr)  
 <https://orcid.org/0000-0002-3065-8386>
- 2 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.  
 [ggomez@itcr.ac.cr](mailto:ggomez@itcr.ac.cr)  
 <https://orcid.org/0000-0001-9195-072X>
- 3 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.  
 [sgkervyn356@gmail.com](mailto:sgkervyn356@gmail.com)  
 <https://orcid.org/0009-0006-8221-9701>
- 4 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.  
 [ellisrodriguez@gmail.com](mailto:ellisrodriguez@gmail.com)  
 <https://orcid.org/0009-0000-0453-4163>
- 5 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.  
 [w.navarro.alp@gmail.com](mailto:w.navarro.alp@gmail.com)  
 <https://orcid.org/0009-0003-1880-8489>

## Palabras clave

Gestión de carga; capacidad de alojamiento; planificación del sistema eléctrico; planificación de la red de distribución; respuesta a la demanda.

## Resumen

Las compañías eléctricas buscan desarrollar una infraestructura eléctrica de transmisión y distribución confiable para satisfacer las necesidades energéticas de los consumidores. La flexibilidad, la resiliencia y la seguridad de las redes a menudo pueden mejorarse mediante la presencia de una infraestructura eléctrica robusta. Debido a la falta de planificación, muchas veces no se invierte en los proyectos eléctricos necesarios, lo que podría provocar su aplazamiento en determinadas situaciones y comprometer la confiabilidad del sistema. Para realizar una buena gestión del sistema de potencia, se requiere tener datos tanto de la generación, respuesta de la demanda y todo lo necesario para realizar una adecuada planificación. Utilizando la información recopilada de medidores inteligentes y mediciones de redes de distribución, en este artículo se simulará y comparará el modelado de respuesta de la demanda. Modelamos una red de distribución residencial con 634 cargas residenciales utilizando el Programa Analizador de Transitorios Eléctricos (ETAP®) para determinar los efectos en el rendimiento de la red de distribución. Los resultados de la simulación sugieren que simulando la respuesta de la demanda utilizando datos de medidores inteligentes o mediciones del circuito de distribución se pueden lograr variaciones de hasta 13,06%. Además, en ambas situaciones se podrían conseguir distintos perfiles de tensión lo cual en la planificación de las redes eléctricas se puede comprometer las decisiones que puedan ser tomadas al respecto.

## Keywords

Load Management; hosting Capacity; power system planning; distribution grid planning; demand respond.

## Abstract

Electric utilities aim to establish dependable electrical transmission and distribution infrastructure to fulfill the energy requirements of users. The availability of a strong electrical infrastructure can frequently enhance grid flexibility, resilience, and security. Inadequate planning often leads to insufficient investment in essential electrical projects, resulting in their potential postponement and compromising the system's reliability. In order to effectively manage the power system, it is essential to possess data pertaining to generation, demand respond, and all other relevant factors required for proper planning. This article will simulate and evaluate demand response modeling using data obtained from smart meters and distribution network measurements. We utilized the Electrical Transient Analyzer Program (ETAP®) to simulate a residential distribution network consisting of 634 residential loads. The objective was to evaluate the impact of these loads on the operation of the distribution network. The simulation results indicate that utilizing smart meter data or distribution circuit measurements can lead to differences of up to 13.06% in demand responsiveness. Moreover, in both scenarios, distinct voltage profiles might be attained, which can potentially undermine the decision-making process in the planning of electrical networks.

## Introducción

Las redes eléctricas, caracterizadas por su inmensa complejidad, facilitan la transferencia de electricidad desde los generadores (fuentes de energía) hacia los consumidores (cargas) a través de las redes eléctricas de transmisión y distribución. Por lo tanto, una falla o sobrecarga del sistema puede provocar una reducción en las capacidades de transferencia de potencia, provocando desconexiones y de esta forma afectar la productividad de los clientes [1], [2].

Fuentes de energía renovables como la fotovoltaica (PV) y la eólica son cruciales para obtener energía limpia y satisfacer la demanda energética pero también para aumentar la confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica. Sin embargo, la potencia variable de los sistemas fotovoltaicos y eólicos exige almacenamiento de energía, particularmente a medida que su integración aumenta dentro la red eléctrica [3], [4], [5]. En consecuencia, a medida que crece la penetración de energía eléctrica variables como las mencionadas anteriormente, los análisis de estabilidad de la red se vuelven esenciales para garantizar operaciones confiables de la red [6], [7].

En el caso específico de la generación de energía fotovoltaica, las condiciones climáticas afectan significativamente su confiabilidad, lo que lleva a una producción de energía solar intermitente. Además, la demanda generalizada de energía durante las horas del día contrasta con la limitada disponibilidad de energía solar, lo que crea un desajuste entre oferta y demanda. Estos desafíos particulares resaltan la necesidad de soluciones de almacenamiento de energía [2], [8]. Los sistemas de almacenamiento ofrecen una variedad de beneficios, entre los que se incluyen: proporcionar servicios auxiliares, aliviar la congestión en la infraestructura de transmisión y distribución, regular el voltaje, abordar la inestabilidad y permitir inversiones diferidas en la red [9].

La integración del almacenamiento junto con la generación distribuida (GD) ofrece una solución potencial para mitigar los desafíos y potenciales problemas que puede traer la generación de energía. Sin embargo, la incorporación excesiva de sistemas de GD en las redes eléctricas puede dar lugar a diversos problemas, incluyendo desviaciones de voltaje, mayores pérdidas en las líneas, transformadores y alimentadores sobrecargados, mecanismos de protección comprometidos y niveles elevados de distorsión armónica que exceden los estándares internacionales establecidos. Estos problemas ocurren cuando el sistema excede su límite de capacidad de alojamiento (HC) [9], [10], [11].

Varios estudios han analizado diversas metodologías para gestionar eficazmente la capacidad de alojamiento dentro de los sistemas integrados de GD. Al sintetizar y evaluar sus principales hallazgos, estos estudios brindan información importante que permiten a los operadores tomar decisiones informadas para facilitar la integración de los sistemas de GD emergentes en la red existente [1], [12], [13]. De cara al futuro, se anticipa la transición de la generación concentrada a la generación distribuida con almacenamiento. Este enfoque promete traer beneficios como una mejor gestión de la demanda de energía, una mayor capacidad de energía disponible, una mejor regulación de la frecuencia y una gestión eficaz de la carga en el sistema de distribución. Además, este cambio ofrece ventajas en la transmisión de energía, incluida la gestión de carga, la mitigación de la congestión, la estabilidad del voltaje y una mejor calidad de la energía. Otras investigaciones han realizado estudios y simulaciones detalladas que buscan analizar escenarios de casos específicos observados dentro de diversas redes reales considerando otro tipo de cargas como lo son los Vehículos Eléctricos [14], [15]. Estas investigaciones no sólo arrojan luz sobre la viabilidad técnica y las implicaciones de rendimiento, sino que también ofrecen información importante sobre las implicaciones de la distribución de energía,

la estabilidad de la red y la transformación general del panorama energético. Por esta razón, el manejo de la información y los datos recopilados son una herramienta vital en la planificación de las redes eléctricas.

De esta manera, extraer la información desde los puntos de medición es crucial para que posterior a realizar los estudios se obtengan resultados confiables y acertados. Para realizar el análisis de capacidad de alojamiento es necesario conocer los datos de las redes eléctricas tales como la respuesta de la demanda, generación eléctrica (de acuerdo con diversas fuentes), pérdidas eléctricas y por su puesto de la topología de la red eléctrica [5], [9], [16], [17].

Los sistemas eléctricos tanto de distribución como transmisión deben ser flexibles desde todo punto de vista. La flexibilidad debe ser alcanzada para la tensión, potencia, transferencia de potencia entre área esto con el fin de brindar continuidad y confiabilidad a los usuarios del servicio eléctrico [6], [18]. Se vuelve necesario por lo tanto evaluar la flexibilidad cuando la planificación incluye una alta penetración de energía variables como el caso de la energía solar que puede ser de uso preferente por los consumidores residenciales e industriales[2], [6], [19], [20].

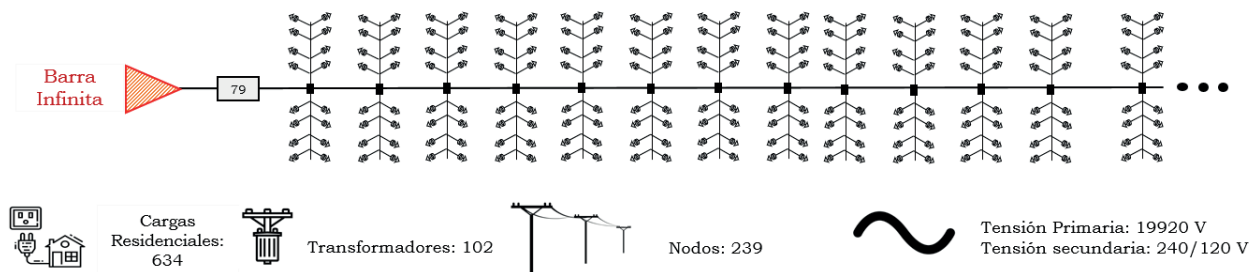
Este artículo evalúa la respuesta de la demanda dentro de una red de distribución monofásica. La evaluación se basa en datos recopilados de mediciones en una red de distribución con un nivel de tensión de 34.5 kV. Se adquirió la información de la demanda a través de medidores inteligentes durante un período de tiempo específico. Por otro lado, se obtuvo la información de la demanda total del circuito en un punto “aguas arriba” del sistema para tomar en cuenta todas las cargas del sistema evaluado.

El análisis tiene como objetivo comparar el comportamiento de la red de distribución simulando la demanda considerando el caso de analizar a través de los medidores inteligentes o considerado un solo punto de medición para estimar una demanda para cada una de las cargas. De esta manera se hace un análisis del comportamiento de la red para obtener perfiles de carga y tensión.

Este artículo está estructurado de la siguiente manera: la Sección 2 describe el caso de estudio y la sección 3 presenta la metodología. Los resultados y discusiones se presentan en la sección 4 y las conclusiones se muestran en la sección 5.

## Caso de estudio

En la Figura 1 se presenta el esquema eléctrico correspondiente al caso de estudio. Este análisis se centra en la evaluación de una red de distribución preexistente, la cual ha sido minuciosamente examinada y simulada a través del software ETAP® [16]. El sistema en cuestión abarca un conjunto de 634 cargas residenciales, 102 transformadores, 239 nodos y opera con una tensión monofásica de 19920/240/120 V.



**Figura 1.** Esquema eléctrico de la red de distribución monofásica usada como caso de estudio.

Se ha desarrollado un modelo de la sección de la Red de Distribución basado en los datos proporcionados por una de las empresas eléctricas regionales. Además, la empresa suministró los valores de los parámetros para las líneas de distribución, transformadores, cargas y otros elementos dentro de la infraestructura eléctrica. En el proceso de simulación, se abordaron dos casos de análisis. En el primero (Caso-1), se consideró la información obtenida de los medidores inteligentes instalados en las cargas. Con la presencia de estos medidores, se extrajeron datos de una semana en específico durante un período de alta demanda de electricidad, con muestreos hechos cada 15 minutos.

En el segundo caso (Caso-2), se recopilaron datos relativos a la demanda total del circuito en la alimentación, como se muestra en la Figura 1 (dispositivo de protección 79). Este enfoque permitió capturar el comportamiento de las 634 cargas, contemplando las pérdidas a lo largo de la red de distribución, con mediciones tomadas cada 15 minutos durante un período de 7 días. Así, se generaron curvas representativas de la demanda para cada carga del sistema, considerando el comportamiento medido en el dispositivo de protección del circuito.

Así, este estudio se enfoca en llevar a cabo una evaluación del impacto de simular el comportamiento del sistema de distribución utilizando los datos del Caso-1 en comparación con los del Caso-2. El objetivo primordial es identificar y analizar las diferencias entre ambos casos, proporcionando así información valiosa para la planificación de las redes eléctricas.

## Metodología

Las simulaciones se realizaron usando ETAP® para determinar flujos de potencia monofásico, con el propósito de obtener los perfiles de tensión y demanda en la red de distribución. Se simularon flujos de potencia a lo largo de 24 horas, con intervalos de 15 minutos, durante los 7 días del estudio, con el fin de estudiar el comportamiento de la tensión y la demanda en los casos planteados. En la simulación del Caso-1, se transfirieron datos desde los medidores inteligentes a ETAP®, incluyendo información sobre potencia activa y reactiva de las cargas, así como el factor de potencia. En cambio, para el Caso-2, se ajustó el comportamiento de la curva de demanda en la red de distribución y se adaptó a cada carga del sistema. Los datos de la demanda ( $D_i$ ) se muestrearon en intervalos de 15, 30 o 60 minutos, según la disponibilidad de información y para un periodo específico de días. Del mismo modo, se extrajo la información del factor de potencia ( $fp_i$ ). Los datos de demanda generaron el índice  $\alpha$ , como indica la ecuación 1.

$$\alpha = \frac{D_i}{D_{max}} \quad (1)$$

Donde  $D_{max}$  es la Máxima Demanda presente del periodo. Para obtener los perfiles de demanda de cada instante de tiempo se utiliza la ecuación 2.

$$P_i = \alpha \cdot P_{carga} \quad (2)$$

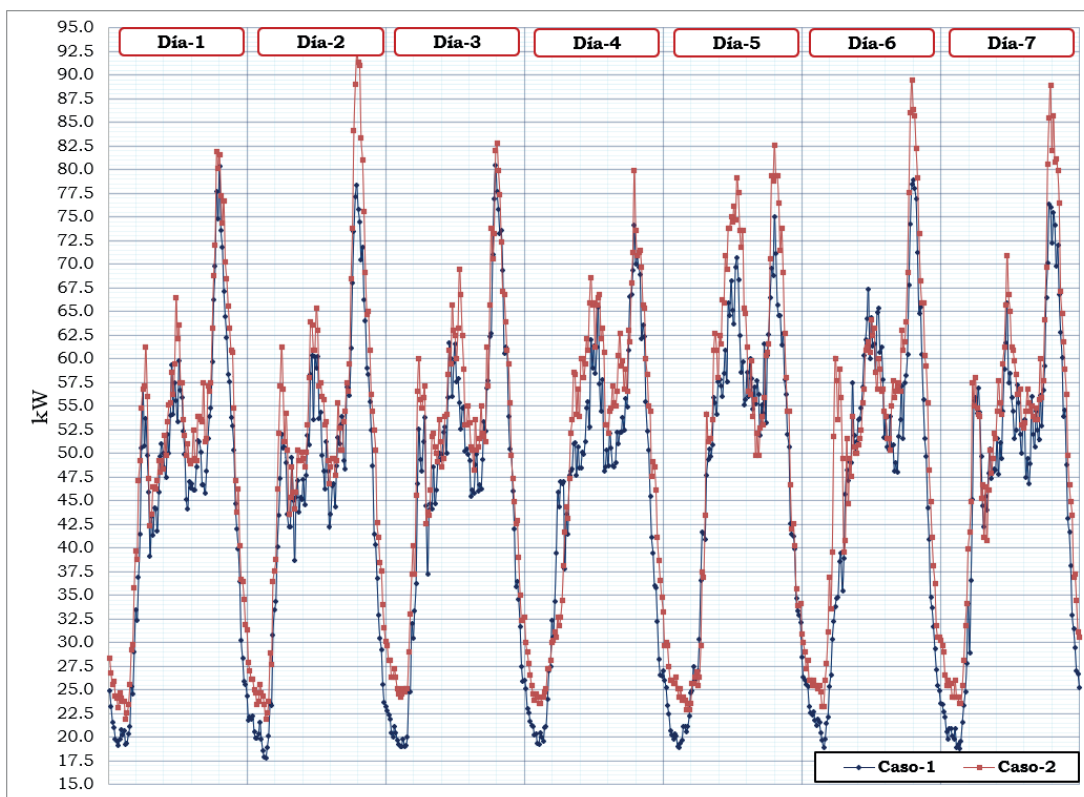
donde  $P_{carga}$  representa la Potencia Nominal Simulada. Con el dato del factor de potencia, se calcula la potencia reactiva ( $Q_i$ ) de cada carga, conforme a la ecuación 3.

$$Q_i = P_i \cdot \tan(\cos^{-1} fp_i) \quad (3)$$

Una vez que los datos han sido perfilados, se introducen en ETAP® para llevar a cabo la simulación de la red, permitiendo así evaluar el rendimiento del sistema. Este proceso de modelado proporciona una evaluación del desempeño del sistema, como se ilustra en la sección de resultados.

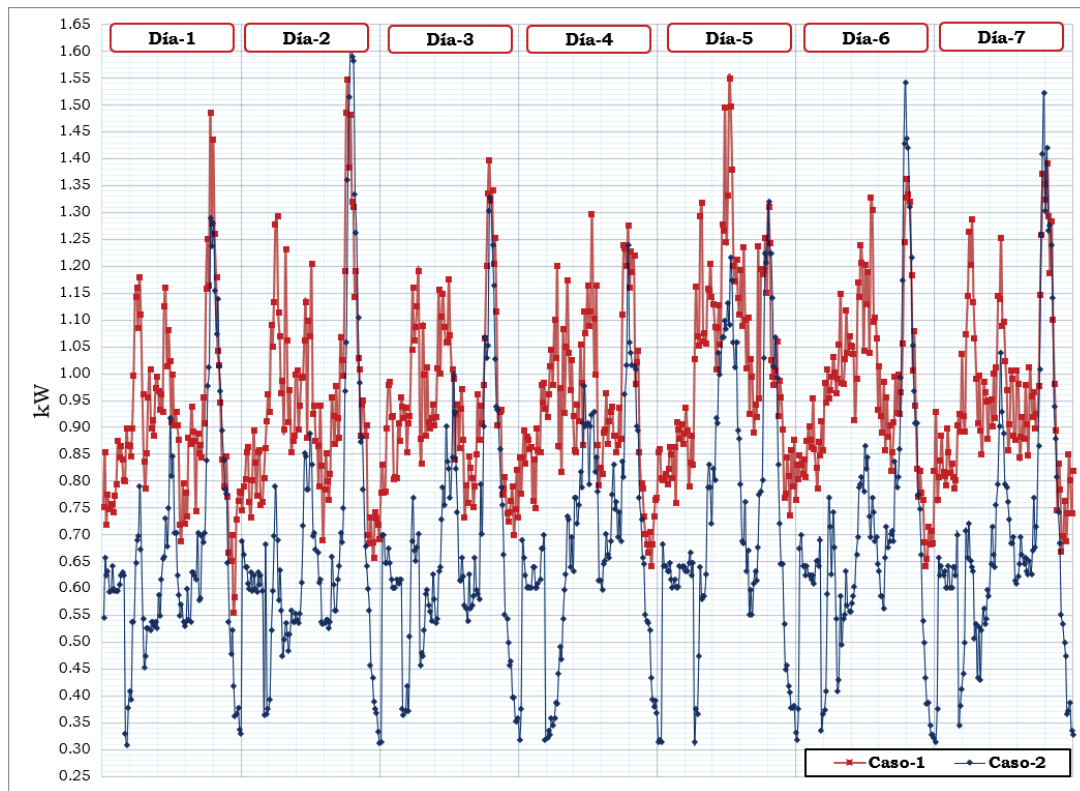
## Resultados y discusión

Una vez creados los perfiles de demanda para los casos 1 y 2, se procedió a evaluar el rendimiento del sistema de distribución. En la Figura 2 se presenta el comportamiento de la demanda, comparando ambos casos mencionados anteriormente. De acuerdo con la tabla 1, las desviaciones promedio muestran un valor del 13.06%. Esta tabla presenta las variaciones diarias entre cada uno de los casos, en intervalos de 30 minutos. Se observa que las mayores desviaciones ocurren durante los periodos nocturnos, destacándose la mayor desviación a las 23:15 horas con un valor del 24.60%.



**Figura 2.** Comportamiento de la respuesta en la demanda en 7 días entre el Caso-1 y el Caso-2





**Figura 3.** Comportamiento de pérdidas de la red eléctrica comparando los Caso-1 y Caso-2.

El comportamiento resultante de las pérdidas en los casos evaluados se presenta en la Figura 3, donde se pueden observar variaciones significativas entre los casos analizados. Por otro lado, el comportamiento de la tensión en cada uno de los casos muestra características diferentes, tal y como se muestra en las Figuras 4 y 5. Los colores asignados a cada escenario describen la variación en el comportamiento de la tensión medida en cada nodo simulado. Los resultados destacan que un aumento en la tensión conlleva a una notable disminución de las pérdidas.

La respuesta de la tensión muestra comportamientos desiguales en ambas simulaciones. En el caso 1 (ver Figura 4), se muestran perfiles altos de tensión comparados con los mostrados en el Caso-2 (ver Figura 5). Esto demuestra una diferencia significativa no solo en los perfiles de tensión sino en los flujos de potencia a través del día debido al comportamiento de la demanda en el día. La Figura 6, muestra esta variación porcentual del comportamiento de la demanda entre el Caso-1 y el Caso-2. Se pueden observar variaciones mayores que el 13.06% hasta el 24.6% tal y como se mencionó anteriormente. Este tipo de variaciones pueden inducir errores en la planificación de las redes eléctricas y peor aún incurrir en inversiones innecesarias.

**Cuadro 1.** Diferencias porcentuales entre el caso 1 y el caso 2.

Hora	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7	Promedio
00:00	13.85	28.10	30.23	19.21	14.07	13.93	26.41	20.83
00:30	18.45	19.68	28.27	23.22	27.18	6.42	20.04	20.47
01:00	23.19	21.74	31.68	19.43	25.54	11.78	31.60	23.57
01:30	21.20	17.63	28.67	18.41	29.92	13.73	23.13	21.81
02:00	15.85	18.82	27.27	25.38	30.70	16.71	22.30	22.43
02:30	14.87	31.05	28.70	15.40	28.01	14.79	28.15	23.00
03:00	16.36	23.48	30.21	24.03	21.21	20.99	25.42	23.10
03:30	20.85	17.97	25.59	18.56	12.94	22.93	18.01	19.55
04:00	21.44	18.56	32.79	0.69	11.60	29.68	28.23	20.43
04:30	18.75	12.54	31.93	7.30	4.78	45.53	16.98	19.69
05:00	27.61	15.19	25.48	9.15	6.55	30.53	22.70	19.60
05:30	8.31	20.74	14.37	28.86	2.67	77.77	0.95	21.95
06:00	12.39	12.36	13.70	30.49	13.21	53.89	0.87	19.56
06:30	12.46	10.57	6.10	18.97	10.12	41.88	0.85	14.42
07:00	8.25	3.06	17.62	1.86	6.14	1.72	4.97	6.23
07:30	12.36	1.97	3.12	0.84	3.77	6.85	2.14	4.43
08:00	4.81	14.06	7.19	10.85	3.60	0.61	3.60	6.39
08:30	7.26	7.00	8.46	14.01	8.92	6.24	1.15	7.58
09:00	3.62	8.60	7.17	12.11	12.59	1.03	7.75	7.55
09:30	6.90	4.71	2.72	24.08	7.92	4.90	5.58	8.12
10:00	2.54	4.94	2.10	16.16	18.26	4.33	8.30	8.09
10:30	2.54	14.03	4.31	13.37	16.33	5.75	9.13	9.35
11:00	3.99	5.25	0.87	24.98	12.14	4.60	6.46	8.33
11:30	19.52	1.11	5.72	11.13	10.01	1.03	16.22	9.25
12:00	6.21	4.56	4.35	4.75	19.66	1.69	9.46	7.24
12:30	2.64	5.57	25.39	1.55	11.92	0.17	15.84	9.01
13:00	3.83	15.77	13.91	14.15	17.81	8.11	1.65	10.75
13:30	15.48	3.99	5.40	26.03	23.23	7.72	9.31	13.02
14:00	5.46	10.91	10.23	5.21	16.21	5.36	0.37	7.68
14:30	13.73	6.36	11.42	4.41	0.93	1.55	14.72	7.59
15:00	1.26	7.68	5.27	17.36	3.18	6.57	18.19	8.50
15:30	5.33	7.07	0.85	12.26	2.31	13.33	1.69	6.12
16:00	14.18	4.97	10.40	18.20	9.61	15.28	5.71	11.19
16:30	11.96	8.39	5.59	13.30	1.51	10.76	2.15	7.67
17:00	10.80	0.73	2.10	8.31	2.29	10.32	7.08	5.95
17:30	4.73	6.01	1.02	2.91	13.31	7.59	1.91	5.35
18:00	3.93	8.40	17.81	7.20	1.71	14.34	4.88	8.32
18:30	5.43	15.37	4.74	2.66	14.10	15.82	11.95	10.01
19:00	1.47	20.45	6.68	5.06	10.07	9.35	13.55	9.52
19:30	3.64	18.27	5.55	2.14	20.75	7.02	9.09	9.49
20:00	9.01	14.00	3.18	12.23	10.69	13.12	10.98	10.46
20:30	12.43	9.68	4.32	4.82	10.39	9.05	6.90	8.23
21:00	13.19	9.89	10.29	11.28	3.18	17.10	14.78	11.39
21:30	8.78	11.91	0.33	19.89	7.48	25.06	15.15	12.66
22:00	4.24	24.69	6.87	24.46	1.14	29.25	12.22	14.70
22:30	10.44	24.97	17.57	28.84	0.63	20.16	32.22	19.26
23:00	28.61	28.45	10.58	37.04	1.41	16.98	26.38	21.35
23:30	24.53	33.79	25.15	31.30	6.48	22.48	17.02	22.96
Promedio	11.25	13.47	12.59	14.20	11.45	15.56	12.90	13.06



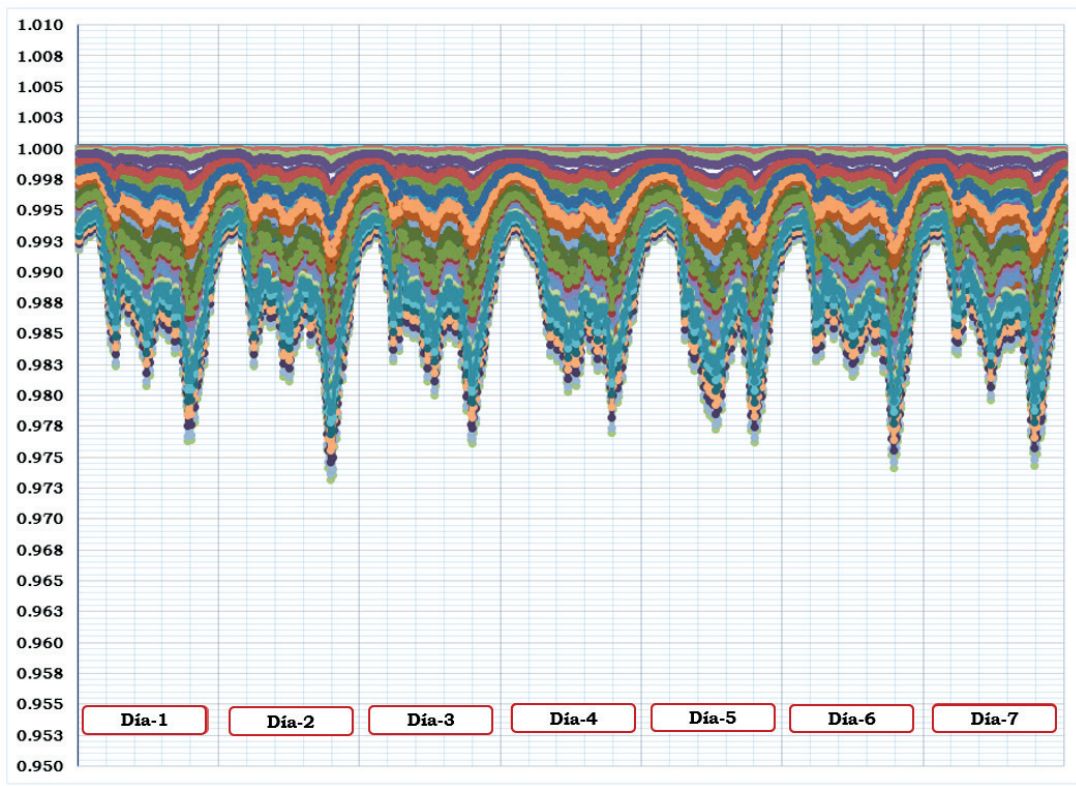


Figura 4. Comportamiento del voltaje ( $pu$ ) en el caso 1.

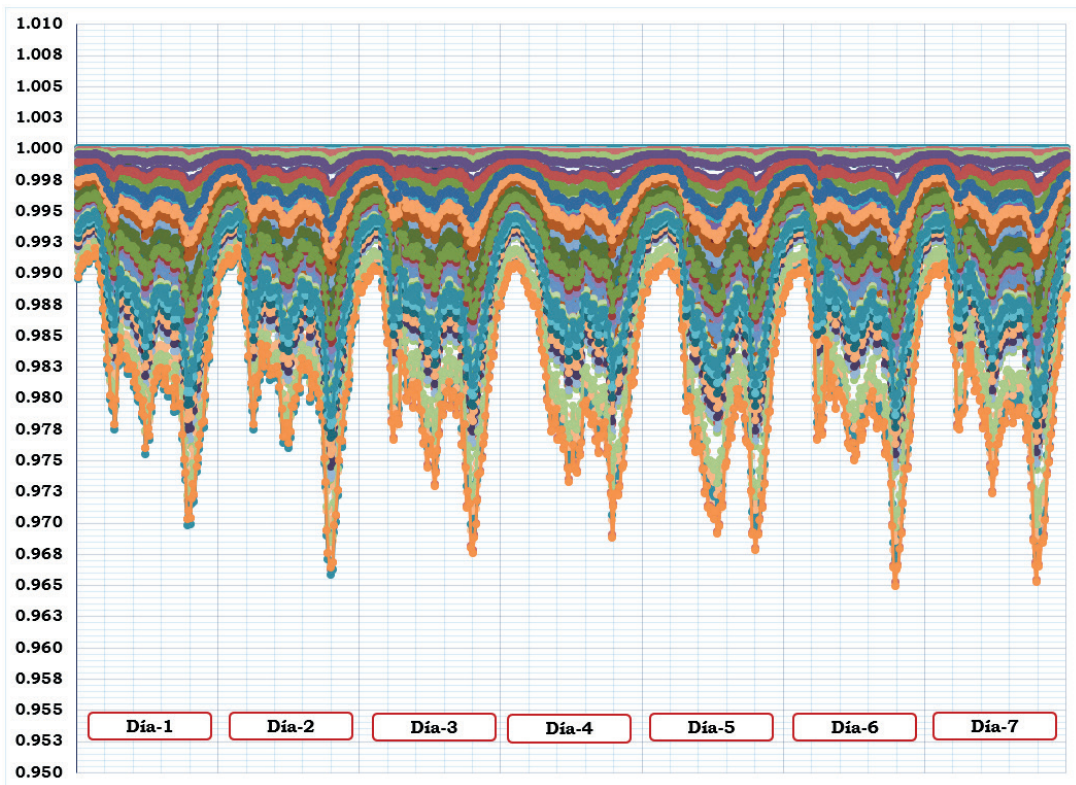
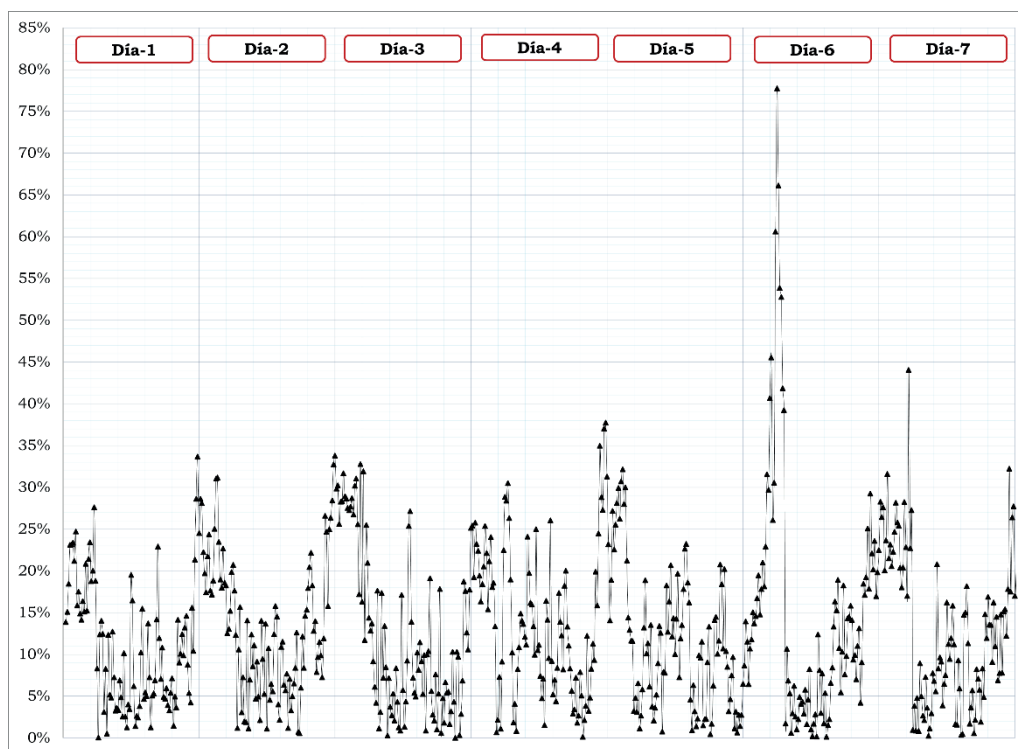


Figura 5. Comportamiento del voltaje ( $pu$ ) en el caso 2.

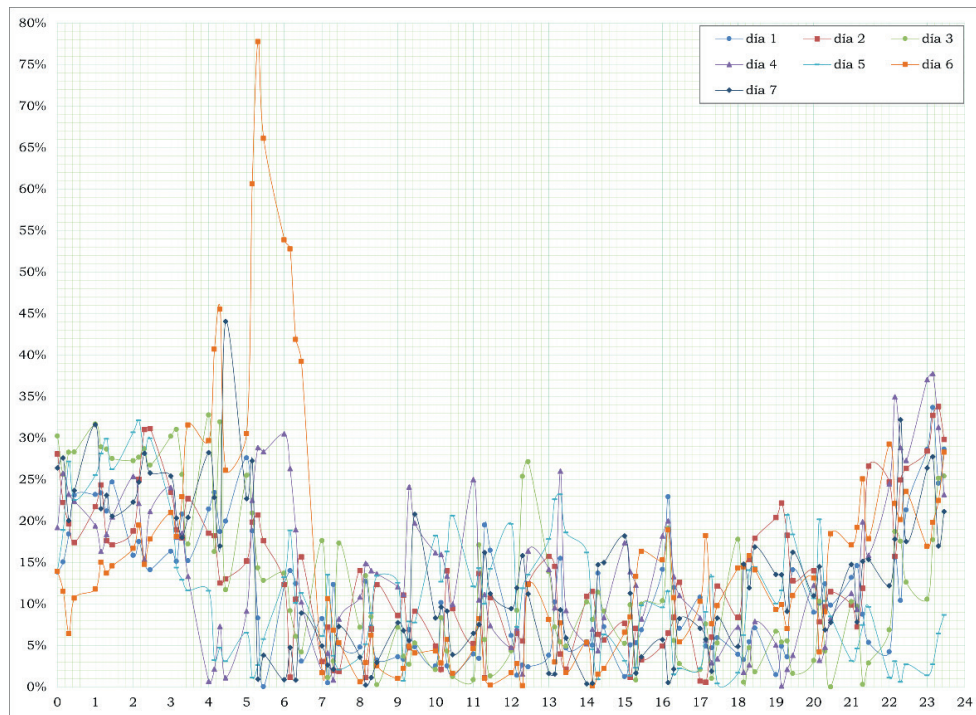
Cuando la planificación se hace bajo el esquema tradicional (Caso-2), puede dar lugar a desviaciones significativas como las obtenidas en este estudio. Por esta razón, un conocimiento adecuado del comportamiento de la demanda, así como tener modelos de predicción de la demanda se hacen necesarios para evitar sesgos en la información. Claro está, bajo ciertos contextos situacionales, las empresas de distribución no han alcanzado el nivel de digitalización óptimo de sus redes eléctricas. Esto puede ser una limitante en la planificación, sin embargo, en caso de tener acceso a este tipo de tecnología (medidores inteligentes) la información podría ser herramienta invaluable y poderosa en la planificación de sistemas eléctricos.

En estudios como la determinación de la Capacidad de Alojamiento de Recursos de Generación Distribuida se requiere la utilización de datos confiables para minimizar la posibilidad de suposiciones incorrectas en la integración de recursos distribuidos, como la energía solar. Actualmente, existe una abundancia de datos relacionados con las redes eléctricas, perfiles de demanda, generación, comportamiento de equipos entre otros, por lo que la gestión de estas hoy día se facilita en el modelado y simulación. La información obtenida de los medidores inteligentes son una herramienta vital para gestionar de manera individual las cargas, generación, pérdidas entre otros y de esta manera hacer estimaciones reales del rendimiento de los circuitos de distribución.

Finalmente, la Figura 7 muestra la variación porcentual diaria. Se puede observar que las primeras horas del día y las horas nocturnas presentan algunas de las variaciones más significativas. Se observa el aumento en la variación posterior a las 9:00 p.m., que se mantiene continua hasta las primeras horas del día siguiente. El promedio de desviación del error da como resultado 13.06%, donde el sexto día es el que presenta un mayor porcentaje de desviación.



**Figura 6.** Porcentaje de variación de demanda entre el caso 1 y el caso 2 en una semana.



**Figura 7.** Variación porcentual diaria comparativa entre el caso 1 y el caso 2.

## Conclusiones

La disponibilidad de información confiere una importancia significativa al modelado y simulación de las redes eléctricas en la actualidad, especialmente cuando se espera obtener resultados para la toma de decisiones. La disponibilidad de información está intrínsecamente ligada a las inversiones realizadas por las compañías eléctricas en su infraestructura, pero va más allá, incluyendo la forma en que se gestiona e interpreta la información para que sea útil y confiable. La respuesta de la demanda puede ser modelada a través de la información obtenida de los equipos de medición dentro de las redes de distribución o mediante la información real extraída de los medidores inteligentes. Modelar la respuesta de la demanda en ambos casos puede arrojar resultados diferentes. Las diferencias encontradas en este artículo promediaron un 13.06%, alcanzando casi el doble de ese valor en ciertas horas. Por esta razón, los perfiles de tensión también se ven afectados en cada uno de los nodos del sistema. En algunos casos de análisis, resultados con grandes diferencias pueden impactar las decisiones económicas e inversiones que las compañías eléctricas tengan previstas. Por último, otro aspecto de gran importancia es la relevancia de la información al realizar estudios de capacidad de alojamiento para la integración de Recursos de Generación Distribuida. En este tipo de análisis, la gestión de la información será vital para establecer con claridad y fiabilidad los puntos de integración de los Recursos de Generación Distribuida.

## Agradecimientos

Esta investigación forma parte del proyecto VIE 5402-1341-1901. Las personas autoras expresan su agradecimiento a la Vicerrectoría de Investigación y Extensión, la Oficina de Estudios de Posgrado del Instituto Tecnológico de Costa Rica por su apoyo financiero y asistencia durante esta investigación. Además, se agradece a CFS SISTEMAS S.A (representante exclusivo de ETAP para Costa Rica) y a ETAP por proporcionar la licencia de software académico utilizada en las simulaciones presentadas en este documento.



## Referencias

- [1] F. Ding y B. Mather, «On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement», *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 8, n.º 3, pp. 1010-1020, jul. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2640239.
- [2] S. Impram, S. Varbak Nese, y B. Oral, «Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey», *Energy Strategy Reviews*, vol. 31. Elsevier Ltd, 1 de septiembre de 2020. doi: 10.1016/j.esr.2020.100539.
- [3] A. Sheikhi, A. Maani, F. Safe, y A. M. Ranjbar, «Distributed generation penetration impact on distribution networks loss», *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, n.º 11, pp. 730-735, mar. 2013, doi: 10.24084/repqj11.431.
- [4] Q. Lu, J. Chen, Y. Zhu, S. Liu, Y. Xu, y K. Wang, «Risk Assessment with High Distributed Generations Penetration Considering the Interaction of Transmission and Distribution Grids; Risk Assessment with High Distributed Generations Penetration Considering the Interaction of Transmission and Distribution Grids», 2018.
- [5] N. E. Matute, S. P. Torres, y C. A. Castro, «Transmission Expansion Planning Considering the Impact of Distributed Generation», en *Proceedings of 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT-Europe 2019*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., sep. 2019. doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905460.
- [6] M. I. Alizadeh, M. Parsa Moghaddam, N. Amjadi, P. Siano, y M. K. Sheikh-El-Eslami, «Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57. Elsevier Ltd, pp. 1186-1193, 1 de mayo de 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.200.
- [7] M. Panda y Y. K. Nayak, «Impact analysis of renewable energy Distributed Generation in deregulated electricity markets: A Context of Transmission Congestion Problem», *Energy*, vol. 254, sep. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124403.
- [8] G. A. Gómez-Ramírez, C. Meza, G. Mora-Jiménez, J. R. R. Morales, y L. García-Santander, «The Central American Power System: Achievements, Challenges, and Opportunities for a Green Transition», *Energies (Basel)*, vol. 16, n.º 11, jun. 2023, doi: 10.3390/en16114328.
- [9] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, y A. F. Zobaa, «State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation», *Renewable Energy*, vol. 130. Elsevier Ltd, pp. 1002-1020, 1 de enero de 2019. doi: 10.1016/j.renene.2018.07.008.
- [10] E. Mulenga, M. H. J. Bollen, y N. Etherden, «A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids», *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115. Elsevier Ltd, 1 de febrero de 2020. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105445.
- [11] L. Mehigan, J. P. Deane, B. P. Ó. Gallachóir, y V. Bertsch, «A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems», *Energy*, vol. 163. Elsevier Ltd, pp. 822-836, 15 de noviembre de 2018. doi: 10.1016/j.energy.2018.08.022.
- [12] G. A. Gomez-Ramirez, I. A. Luevano-Reyes, G. Mora-Jimenez, L. Garcia-Santander, M. Z. Laskano, y C. Meza, «Increasing Distribution Network Capacity through Storage in Central American Countries: A Case Study», en *2022 IEEE International Conference on Automation/25th Congress of the Chilean Association of Automatic Control: For the Development of Sustainable Agricultural Systems, ICA-ACCA 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/ICA-ACCA56767.2022.10006043.
- [13] S. Fatima, V. Püvi, y M. Lehtonen, «Review on the PV hosting capacity in distribution networks», *Energies*, vol. 13, n.º 18. MDPI AG, 1 de septiembre de 2020. doi: 10.3390/en13184756.
- [14] G. A. Gomez-Ramirez y R. Solis-Ortega, «Electric Vehicle Penetration Modelling for Costa Rica Power System», en *2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies, CHILECON 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/CHILECON54041.2021.9703070.
- [15] G. A. Gómez-Ramírez, R. Solis-Ortega, y L. A. Ross-Lépiz, «Impact of electric vehicles on power transmission grids», *Heliyon*, vol. 9, n.º 11, nov. 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e22253.
- [16] G. A. Gómez-Ramírez, G. Mora-Jiménez, y C. Meza, «Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central usando ETAP», *Revista Tecnología en Marcha*, mar. 2023, doi: 10.18845/tm.v36i2.6007.
- [17] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabban, y L. Al-Fagih, «A review of the tools and methods for distribution networks' hosting capacity calculation», *Energies*, vol. 13, n.º 11. MDPI AG, 1 de junio de 2020. doi: 10.3390/en13112758.
- [18] O. M. Babatunde, J. L. Munda, y Y. Hamam, «Power system flexibility: A review», en *Energy Reports*, Elsevier Ltd, feb. 2020, pp. 101-106. doi: 10.1016/j.egy.2019.11.048.

- [19] B. Mohandes, M. S. El Moursi, N. Hatzargyriou, y S. El Khatib, «A Review of Power System Flexibility with High Penetration of Renewables», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n.º 4, pp. 3140-3155, jul. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2897727.
- [20] A. Akrami, M. Doostizadeh, y F. Aminifar, «Power system flexibility: an overview of emergence to evolution», *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, n.º 5. Springer Heidelberg, pp. 987-1007, 1 de septiembre de 2019. doi: 10.1007/s40565-019-0527-4.

### **Declaración sobre uso de Inteligencia Artificial (IA)**

Los autores declaramos que hemos utilizado una herramienta de inteligencia artificial ChatGPT para asistirnos en la redacción de este artículo. Esta herramienta nos ayudó a mejorar la estructura y la claridad del texto. Los contenidos generados por la IA fueron revisados minuciosamente por nosotros para asegurar su precisión y coherencia con el objetivo del estudio.