

Evaluación del Impacto de Generación Distribuida Fotovoltaica y Almacenamiento en Baterías en el Perfil de Tensión de una Red de Distribución IEEE de 34 Nodos

Evaluation of the Impact of Photovoltaic Distributed Generation and Battery Energy Storage on the Voltage Profile of an IEEE 34-Node Distribution Network

Martínez-Álvarez, M. M.¹✉; Muñoz-Castillo, R. A.²; Hernández-Flores, C.³; Arjona-López, M. A.⁴

Datos de adscripción

¹ ✉ Martínez Álvarez, María Montserrat
Instituto Tecnológico de la Laguna. Torreón, Coahuila. México.
ROR ID: <https://ror.org/00xbw4a70>
m.martineza@ieee.org
ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-3540-1668>

² Muñoz Castillo, Rubén Ángel
Instituto Tecnológico de la Laguna. Torreón, Coahuila. México.
ROR ID: <https://ror.org/00xbw4a70>
rubenm.castillo@ieee.org
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-0362-3495>

³ Hernández Flores, Concepción
Instituto Tecnológico de la Laguna. Torreón, Coahuila. México.
ROR ID: <https://ror.org/00xbw4a70>
coni.hernandez@ieee.org
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4757-5309>

⁴ Arjona López, Marco Antonio
Instituto Tecnológico de la Laguna. Torreón, Coahuila. México.
ROR ID: <https://ror.org/00xbw4a70>
marjona@ieee.org
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1826-4066>

Resumen - La incorporación de generación distribuida (GD) en redes de distribución modifica el perfil de tensión, los flujos de potencia y las pérdidas eléctricas, con impactos más significativos en los alimentadores radiales en condiciones desbalanceadas. Este artículo analiza la integración de GD mediante dos recursos específicos: un sistema fotovoltaico (PV) y un sistema de almacenamiento de baterías (BESS), conectados al bus 890 del caso de prueba de 34 nodos de la IEEE. El estudio se desarrolla en OpenDSS y se estudia en tres escenarios, el caso base, el caso con PV y el caso con operación coordinada del PV con el BESS. La evaluación considera la magnitud y ángulo de tensión, los flujos de potencia, las pérdidas activas y el balance energético diario del almacenamiento. Los resultados muestran que el PV mejora el perfil de tensión durante las horas de mayor irradiancia, mientras que el BESS extiende el soporte a periodos de menor disponibilidad solar. En la ventana analizada de veinticuatro horas, la operación coordinada reduce la energía activa transferida desde la subestación principal y disminuye las pérdidas activas registradas. Con este enfoque, el estudio compara escenarios específicos de integración PV-BESS para cuantificar su efecto en la operación del alimentador bajo distintos perfiles horarios, lo que permite caracterizar la respuesta del sistema eléctrico de potencia ante variaciones en las condiciones de generación y demanda.

Palabras Clave - BESS, OpenDSS, Redes de distribución, Regulación de tensión, Sistemas fotovoltaicos.

Abstract - The integration of distributed generation (DG) into distribution networks modifies voltage profiles, power flows, and electrical losses, with more significant impacts on radial feeders under unbalanced conditions. This paper analyzes DG integration through two resources: a photovoltaic (PV) system and a battery energy storage system (BESS), both connected to bus 890 of the IEEE 34-node test feeder. The study is conducted in OpenDSS under three scenarios: the base case, the case with PV, and the case with coordinated operation of the PV system and the BESS. The evaluation considers voltage magnitude and angle, power flows, active power losses, and the storage system's daily energy balance. The results show that the PV system improves the voltage profile during periods of higher solar irradiance, while the BESS extends voltage support to periods of lower solar availability. During the 24 hours analyzed, coordinated operation reduces the active energy transferred from the main substation and decreases the recorded active power losses. Under this approach, the study compares specific PV-BESS integration scenarios to quantify their effects on feeder operation under different hourly profiles. This comparison allows characterization of the electric power system's response to variations in generation and demand conditions.

Keywords - BESS, Distribution networks, OpenDSS, Photovoltaic systems, Voltage regulation.

I. INTRODUCCIÓN

La conexión de recursos distribuidos modifica el comportamiento operativo de los alimentadores eléctricos. En este contexto, los sistemas fotovoltaicos (Photovoltaic Systems, PV) y los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (Battery Energy Storage Systems, BESS) pueden influir en la tensión nodal, los flujos de potencia y el intercambio de potencia reactiva en la red. En un alimentador radial, el impacto de los recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Resources, DER) no depende únicamente de su capacidad nominal. También intervienen el nodo de conexión, la impedancia eléctrica entre la fuente y la

carga, el nivel de demanda horaria y la disponibilidad del recurso primario. Por ello, el análisis del PV con el BESS debe realizarse con perfiles horarios de carga, irradiancia y temperatura, en lugar de limitarse a una condición estática de plena carga.

La capacidad de alojamiento proporciona un marco conceptual para analizar la integración de recursos distribuidos sin comprometer los límites de tensión, corriente o calidad de la energía. En este trabajo, dicho concepto se emplea como referencia para contextualizar la integración de PV y BESS en un nodo crítico, mientras que la evaluación se centra en comparar escenarios operativos específicos. En este sentido, IEEE Std 1547-2018 establece criterios de interconexión e interoperabilidad para DER, incluyendo funciones asociadas al soporte de tensión mediante potencia activa y reactiva (IEEE Standards Association, 2018).

Además del nivel de tensión, las condiciones de calidad de energía son relevantes cuando la demanda y la generación varían a lo largo del día. IEEE Std 1159-2019 considera fenómenos como variaciones de tensión y desbalance, que pueden afectar la operación de motores, transformadores y convertidores electrónicos conectados a la red. (IEEE Standards Association, 2019).

El desbalance en las redes de distribución se debe a la distribución desigual de cargas monofásicas, a la presencia de cargas trifásicas no equilibradas y a la diversidad de configuraciones de línea. Debido a esto, el comportamiento del alimentador no puede evaluarse únicamente con valores promedio de tensión, sino que requiere revisar las magnitudes por fase, especialmente en los nodos alejados de la fuente (Kersting, 2017).

La variación de tensión en un alimentador radial puede interpretarse a partir de la potencia que circula a través de la impedancia equivalente de la rama. Para una aproximación práctica, la caída de tensión depende de la resistencia, la reactancia y los flujos de potencia activa y reactiva, como se formula en (1) (Grainger & Stevenson, 2020; Kundur, 1994),

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V} \quad , \quad (1)$$

donde ΔV representa la variación de tensión, R y X son la resistencia y reactancia equivalentes de la rama, P y Q corresponden a la potencia activa y reactiva que circulan por el tramo, y V es la tensión en el punto de análisis.

La ecuación (1) permite explicar por qué la regulación de tensión no depende exclusivamente de la potencia activa. En alimentadores con alta sensibilidad al inicio de la ecuación Q , el factor de potencia de los inversores asociados al PV y al BESS puede modificar de forma importante la tensión local. Por esta razón, el estudio considera la participación de los inversores no solo como fuentes de potencia activa, sino también como elementos capaces de intercambiar potencia reactiva. (Lopes et al., 2006; Smith et al., 2011).

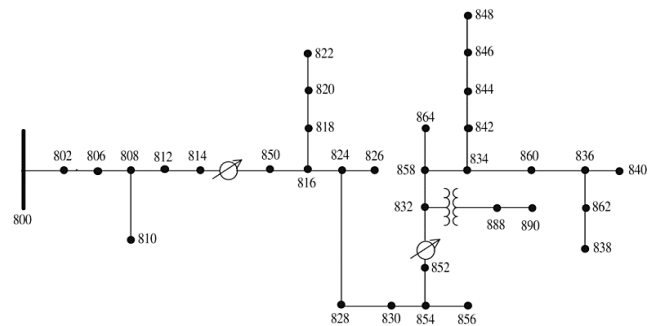
OpenDSS fue seleccionado porque permite representar alimentadores trifásicos desbalanceados con cargas dependientes del tiempo, reguladores, capacitores, sistemas fotovoltaicos y almacenamiento. Su enfoque, basado en la matriz de admitancias nodales y en las corrientes de inyección, facilita

la simulación horaria de redes de distribución con recursos distribuidos. (Dugan & McDermott, 2011; Electric Power Research Institute [EPRI], 2020).

El sistema de prueba seleccionado es el alimentador IEEE de 34 nodos, ampliamente utilizado para validar métodos de análisis en redes de distribución. Como se muestra en la Figura 1, el sistema presenta una configuración radial, reguladores de tensión, bancos de capacitores, cargas desbalanceadas y una sección de 4.16 kV en la que se localiza el bus 890 (IEEE Power & Energy Society, s. f.).

Figura 1.

Diagrama unifilar del alimentador IEEE de 34 nodos.



En este trabajo, el bus 890 se selecciona como punto de interconexión entre el PV y el BESS debido a su sensibilidad a las caídas de tensión. La ubicación del nodo permite evaluar si la inyección local de potencia activa y el soporte reactivo de los inversores pueden mejorar el perfil de tensión en la zona más crítica del alimentador. La simulación se realiza en estado estacionario mediante perfiles horarios de carga, de irradiancia y de temperatura. Los datos de irradiancia y temperatura se incorporan al modelo de PV mediante perfiles externos, que pueden generarse a partir de bases climáticas, como NASA POWER, para representar la variabilidad solar y térmica del sitio de estudio (NASA POWER Project, 2020).

El análisis se ejecuta en OpenDSS en operación estacionaria con ControlMode=STATIC, de modo que los elementos de regulación del alimentador actúan durante la solución horaria. A diferencia de ControlMode=OFF, en la que los controles se deshabilitan, esta configuración permite representar una operación regulada del sistema. El PV se modela mediante el elemento PVSystem, que incorpora perfiles de irradiancia y temperatura, eficiencia del inversor y operación con un factor de potencia de 0.95. El BESS se representa mediante el elemento Storage, con un perfil de carga y descarga programado a complementar la operación del PV en el bus 890. Los escenarios evaluados se resumen en la Tabla 1: el Caso 1 corresponde al alimentador base sin GD, el Caso 2 integra el PV en el bus 890 y el Caso 3 considera la operación coordinada del PV con el BESS.

El objetivo es verificar si esta estrategia mantiene el bus crítico dentro de la banda operativa de $0.95 \leq V \leq 1.05$, utilizando perfiles horarios estructurados para simulaciones anuales y una ventana representativa de 24 horas para el análisis detallado.

Tabla 1.

Escenarios evaluados en el estudio

Caso	Descripción	Elementos activos
Caso 1	Caso base (Sin GD)	Solo cargas, reguladores, capacitores
Caso 2	Con generación fotovoltaica	Cargas + PV (300 kW) en nodo 890
Caso 3	Con generación fotovoltaica y BESS	Cargas + PV (300 kW) + BESS (2.5 MWh) en nodo 890

II. PARTE TÉCNICA DEL ARTÍCULO

En esta sección se describe el modelo eléctrico empleado para evaluar la integración del sistema fotovoltaico y del sistema de almacenamiento en el alimentador IEEE de 34 nodos. El análisis se desarrolla en OpenDSS mediante simulaciones horarias en estado estacionario, considerando cargas desbalanceadas, perfiles de demanda, irradiancia, temperatura y operación programada del BESS. El desarrollo técnico se organiza en siete partes: descripción del sistema base, representación del desbalance, uso de OpenDSS, método de solución, modelado del PV, modelado del BESS y definición del caso de estudio. Esta estructura permite separar el modelo eléctrico, los recursos distribuidos y las condiciones de simulación.

2.1 Sistema eléctrico base

El sistema de prueba corresponde al alimentador IEEE de 34 nodos, utilizado con frecuencia para estudiar redes radiales con condiciones desbalanceadas. La red opera en 24.9 kV y cuenta con una sección secundaria de 4.16 kV alimentada por un transformador de distribución. La fuente equivalente se ubica en el nivel de 69 kV, mientras que el transformador XFM1 suministra la zona en la que se localizan los buses 888 y 890.

La Figura 1 muestra que el bus 890 se ubica en el extremo de la sección de 4.16 kV. Esta posición incrementa su sensibilidad ante caídas de tensión y lo convierte en un punto adecuado para evaluar la interconexión entre el PV y el BESS. El alimentador incluye reguladores, capacitores y cargas de distintas configuraciones, lo que permite analizar el desempeño de los recursos distribuidos en una red con características operativas realistas.

2.2 Sistema desbalanceado

El alimentador opera en condiciones desbalanceadas porque las cargas no se distribuyen de manera uniforme entre las fases. También influyen las conexiones en estrella y delta, las ramas monofásicas y las distintas configuraciones de línea. Por esta razón, el análisis debe realizarse fase por fase, ya que el menor voltaje puede presentarse en distintas fases y horarios. El índice de desbalance se calcula mediante la relación entre las componentes de secuencia negativa y positiva, como se indica en (2),

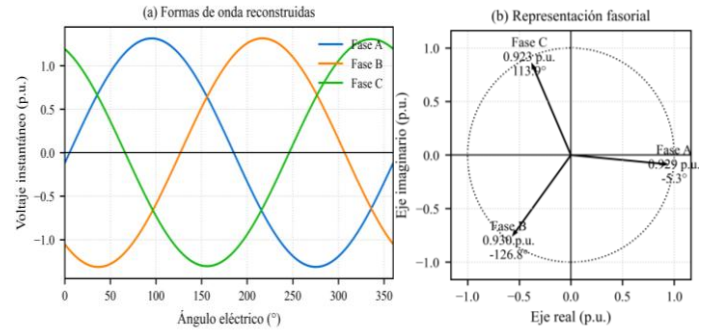
$$\%Desbalance = \frac{V_{neg}}{V_{pos}} \times 100\%, \quad (2)$$

donde V_{neg} y V_{pos} representan las magnitudes de las componentes de secuencia negativa y positiva, respectivamente.

La norma IEEE Std 1159-2019 establece que el desbalance debe mantenerse dentro de niveles aceptables para evitar efectos adversos en equipos como motores, transformadores y convertidores electrónicos. En la Figura 2 se ilustra una condición representativa del bus 890, en la que las formas de onda y el diagrama fasorial evidencian diferencias entre fases.

Figura 2.

Sistema trifásico desbalanceado en bus 890, hora 0.



2.3 Software de simulación OpenDSS

El alimentador se modeló en OpenDSS porque esta herramienta permite resolver flujos de potencia en redes trifásicas desbalanceadas con elementos de control y recursos distribuidos. En el caso de estudio se utilizaron perfiles horarios de la demanda, la irradiancia, la temperatura y la operación del BESS. Las cargas se representaron mediante objetos LoadShape, asignando multiplicadores horarios independientes para la potencia activa y la reactiva. De esta manera, fue posible reproducir variaciones de la demanda residencial, industrial, comercial y mixta durante el día simulado. Los perfiles del PV y del BESS se incorporaron mediante archivos externos. En particular, el archivo de recursos distribuidos contiene la irradiancia normalizada, la temperatura ambiente y el multiplicador ESS_{mult} . Cada hora se resolvió como una condición estacionaria independiente, con sus propios valores de carga, de recurso solar y de despacho del almacenamiento.

2.4 Método de solución empleado por OpenDSS

El proceso de solución en OpenDSS se basa en una formulación nodal del sistema eléctrico. En cada iteración se actualizan las corrientes equivalentes de los elementos conectados y se resuelve la relación entre las inyecciones de corriente y las tensiones nodales, como se expresa en (3),

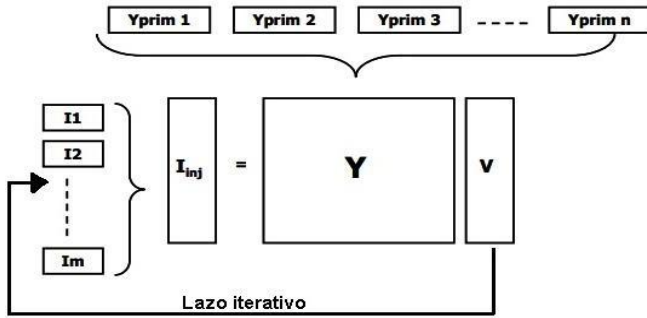
$$I_{iny}(V) = Y_{bus} \cdot V, \quad (3)$$

donde Y_{bus} es la matriz de admitancia nodal, V corresponde al vector de tensiones nodales y $I_{iny}(V)$ representa el vector de corrientes de inyección de los elementos conectados al sistema.

Las cargas, el PV y el BESS se incorporan al sistema mediante modelos equivalentes que ajustan sus corrientes de inyección en función de la tensión y las condiciones horarias. El procedimiento continúa hasta que se cumpla el criterio de convergencia de las tensiones nodales. La Figura 3 resume el esquema iterativo utilizado para la solución del flujo de potencia.

Figura 3.

Procedimiento de solución utilizado por OpenDSS.



2.5 Modelado del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico se representó mediante el elemento PVSystem de OpenDSS. En el modelo propuesto, el PV se conecta al bus 890, dentro de la sección de 4.16 kV, mediante una configuración trifásica en delta.

La potencia activa entregada por el PV varía en función de la capacidad máxima del arreglo, la irradiancia normalizada, la temperatura y la eficiencia del inversor. Esta dependencia se representa mediante (4), en la que se combinan las condiciones ambientales con el comportamiento del convertidor.

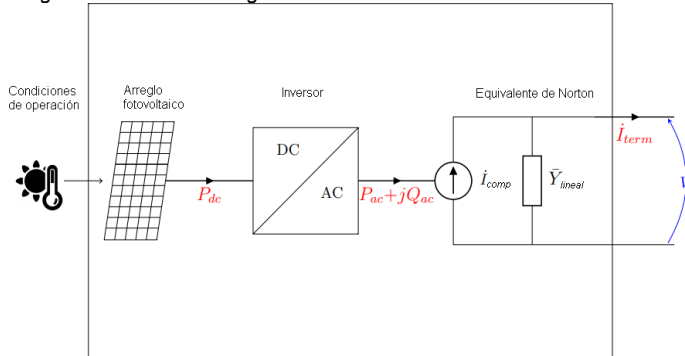
$$P_{PV}(t) = P_{mpp} G_{pu}(t) f_T(T(t)) \eta_{inv}(t), \quad (4)$$

donde P_{mpp} es la potencia máxima del arreglo, $G_{pu}(t)$ es la irradiancia normalizada, $f_T(T(t))$ es el factor de corrección por temperatura y $\eta_{inv}(t)$, es la eficiencia del inversor.

El modelo general del sistema fotovoltaico se representa en la Figura 4, donde se ilustran las etapas de conversión de energía y la equivalencia de Norton empleada en el análisis eléctrico.

Figura 4.

Diagrama del modelo de generación fotovoltaica.



El modelo considera una curva de eficiencia del inversor y una curva de corrección por temperatura. Estas curvas permiten que la potencia generada varíe según las condiciones ambientales del perfil horario. Los parámetros eléctricos y operativos del PV se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2.

Parámetros del sistema fotovoltaico en OpenDSS.

Parámetro	Valor
Nombre	PV_890
Tecnología	Silicio policristalino
Pmpp	300 kW
kVA	375 kVA
Factor de potencia	0.95
Voltaje nominal	4.16 kV
Conexión	Delta, Trifásica
Eficiencia del inversor	0.96
Nodo de conexión	890
Modelo de irradiancia	Arizona (TMY3)
Modelo de temperatura	Ambiente (Arizona)

2.6 Modelado del sistema BESS

El sistema de almacenamiento se implementó mediante el elemento Storage de OpenDSS. El BESS se conectó al bus 890, en la misma sección de 4.16 kV que el sistema fotovoltaico. Su operación se definió mediante DispMode=Follow, por lo que la potencia activa sigue un perfil horario predefinido. En este modo, valores positivos del perfil representan descarga y valores negativos, carga, escalados con respecto a la potencia nominal kWrated del elemento Storage (Electric Power Research Institute [EPRI], 2024a, 2024b). Los parámetros eléctricos y operativos del BESS se resumen en la Tabla 3.

Tabla 3.

Parámetros del sistema de almacenamiento en OpenDSS.

Parámetro	Valor
Nombre	ESS_890
Tecnología	Ion-Litio
kWrated (Potencia activa)	300 kW
kVA (Potencia aparente)	375 kVA
kWh (Capacidad de energía)	2500 kWh
SOC inicial	0.88
SOC mínimo	0.2
SOC máximo	1
Eficiencia de carga	0.95
Eficiencia de descarga	0.95
Voltaje nominal	4.16 kV
Conexión	Delta, Trifásica
Modo de despacho	Follow (Perfil horario)

La capacidad del BESS se definió con una relación energía/potencia de 8.33 h (2500 kWh/300 kW). Esta relación se utiliza como condición técnica de referencia para mantener la reserva energética durante la ventana de 24 horas y evaluar el efecto del desplazamiento de energía sobre la tensión y las pérdidas. Aunque los sistemas comerciales suelen dimensionarse con duraciones de 1–4 h, estudios recientes sobre almacenamiento de larga duración en redes de distribución han empleado valores superiores como escenarios de referencia para evaluar el desplazamiento energético y el soporte de tensión (Adelmann & Graeber, 2025; Dalvi et al., 2026; Hatziaargyriou et al., 2025). La potencia activa del BESS se calcula como se muestra en (5),

$$P_{EST}(t) = ESS_{mult}(t) \cdot P_{rated}, \quad (5)$$

donde P_{rated} es la potencia nominal activa del BESS. Si $ESS_{mult}(t) > 0$, el BESS descarga e inyecta potencia;

$ESS_{mult}(t) < 0$, el BESS carga y absorbe potencia; si $ESS_{mult}(t) = 0$ permanece en reposo.

El balance energético se calculó considerando las eficiencias de carga y de descarga. La energía descargada del lado de corriente alterna se define (6) como,

$$E_{dis,AC} = \sum_{ESS_{mult} > 0} ESS_{mult}(t) \cdot P_{rated} \Delta t. \quad (6)$$

La energía absorbida durante la carga se obtiene según (7),

$$E_{ch,AC} = - \sum_{ESS_{mult} < 0} ESS_{mult}(t) \cdot P_{rated} \Delta t. \quad (7)$$

El cambio diario de energía interna del BESS se calcula mediante (8)

$$\Delta E_{BESS} = E_{ch,AC} \eta_{ch} - \frac{E_{dis,AC}}{\eta_{dis}}, \quad (8)$$

donde η_{ch} y η_{dis} son las eficiencias de carga y descarga. Esta expresión permite verificar si el perfil horario del BESS mantiene el balance energético durante el periodo evaluado.

2.7 Descripción del sistema eléctrico analizado

El caso de estudio se definió a partir de los escenarios presentados en la Tabla 1. El Caso 1 corresponde al alimentador base sin generación distribuida; el Caso 2 incorpora el PV en el bus 890; y el Caso 3 evalúa la operación coordinada del PV con el BESS en el mismo punto de interconexión.

Las simulaciones se realizaron con perfiles horarios de carga activa y reactiva para distintas categorías de demanda: residencial, industrial, comercial y mixta. Estos perfiles permiten representar la variación temporal de la demanda y su efecto sobre el perfil de tensión del alimentador.

El bus 890 fue seleccionado como punto de integración debido a su ubicación en la sección de 4.16 kV y a su sensibilidad ante caídas de tensión. En este nodo se conectaron el sistema fotovoltaico y el BESS para evaluar su capacidad de mitigación bajo condiciones horarias de operación.

Los perfiles asociados a los recursos distribuidos se muestran en la Figura 5 para una ventana representativa de 24 horas. La Figura 5(a) presenta la irradiancia normalizada utilizada por el modelo fotovoltaico, la Figura 5(b) muestra la temperatura ambiente, y la Figura 5(c) describe el perfil de carga y descarga del BESS mediante el multiplicador ESS_{mult} .

La Figura 6 muestra la integración del PV y del BESS en el alimentador y destaca su conexión al bus 890. Esta representación permite relacionar la ubicación física de los recursos distribuidos con los resultados de tensión, flujo de potencia y pérdidas que se presentan posteriormente.

Figura 5.

Perfiles horarios de recursos distribuidos para una ventana representativa de 24 horas: (a) irradiancia normalizada, (b) temperatura ambiente y (c) multiplicador de operación del BESS.

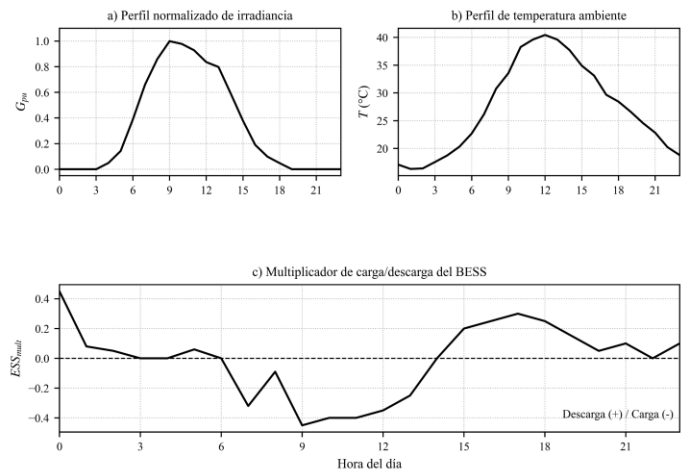
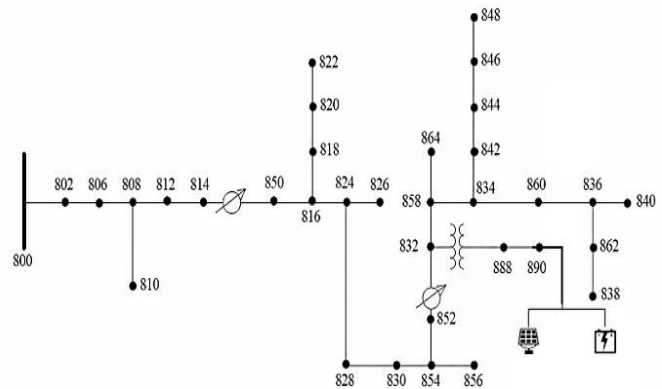


Figura 6.

Integración del sistema fotovoltaico y del BESS en el bus 890 del alimentador IEEE de 34 nodos.



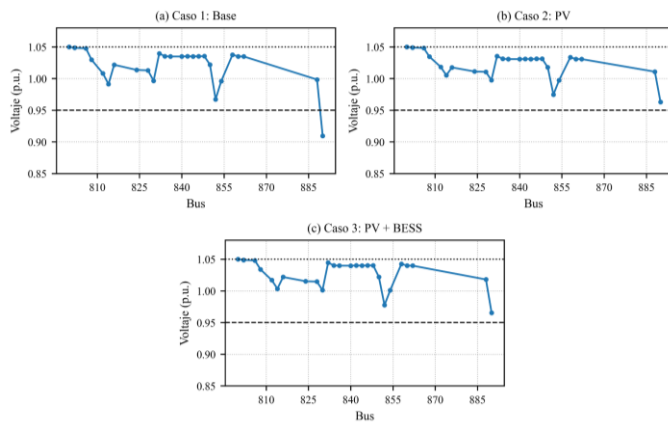
III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Perfil nodal de tensión en condición seleccionada

La Figura 7 compara los perfiles nodales de tensión para la hora 8 y la fase 3. Esta condición se empleó como referencia común para observar el efecto de los recursos distribuidos bajo el mismo estado de carga. En el caso base (Figura 7(a)), la tensión disminuye a medida que se avanza hacia la zona final del alimentador. El bus 890 se ubica por debajo de 0.95 p.u., lo que confirma su condición crítica en la sección de 4.16 kV. Al incorporar el PV (Figura 7(b)), el perfil mejora en la zona cercana al punto de conexión. Sin embargo, el valor del bus 890 permanece cerca del límite mínimo, por lo que la generación fotovoltaica, por sí sola, no ofrece suficiente margen operativo para esta condición. En el caso de PV y BESS (Figura 7(c)), el extremo del alimentador alcanza valores superiores a 0.95 p.u. Esto muestra que el almacenamiento complementa al PV y contribuye a reducir la caída acumulada en los nodos finales.

Figura 7.

Perfil nodal de tensión para la hora 8 y fase 3: (a) caso 1, (b) caso 2 y (c) caso 3.

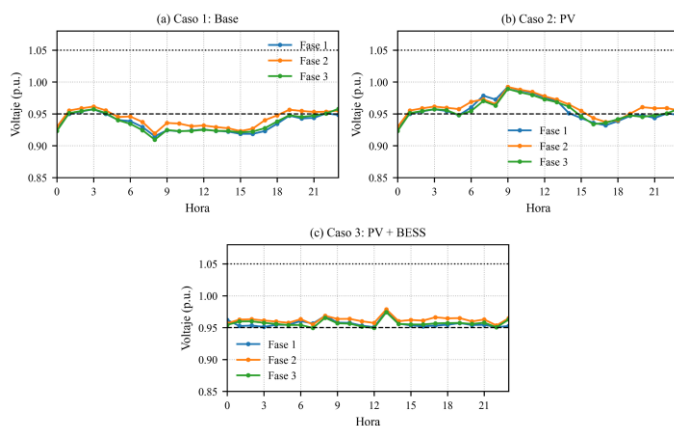


3.2 Evolución horaria de tensión en el bus 890

La Figura 8 muestra la evolución de la tensión en las tres fases del bus 890 durante una ventana de 24 horas. Esta comparación permite identificar las horas en las que el nodo crítico se aproxima al límite de 0.95 p.u. o cae por debajo de él. En el caso base (Figura 8(a)), durante varias horas se registran tensiones inferiores al límite operativo. La condición más severa se presenta durante el intervalo de mayor demanda, con valores cercanos a 0.91–0.93 p.u. Con el PV (Figura 8(b)), la tensión aumenta durante las horas de irradiancia, especialmente entre las 7 y las 14. No obstante, cuando la contribución fotovoltaica disminuye, algunas fases vuelven a ubicarse cerca del límite inferior. En el escenario con PV y BESS (Figura 8(c)), las tres fases presentan un comportamiento más estable dentro de la banda operativa. Esto indica que el almacenamiento extiende el soporte de tensión a periodos en los que el PV no aporta suficiente potencia.

Figura 8.

Evolución horaria de tensión en el bus 890 para las tres fases: (a) caso base, (b) caso con PV y (c) caso con PV y BESS.

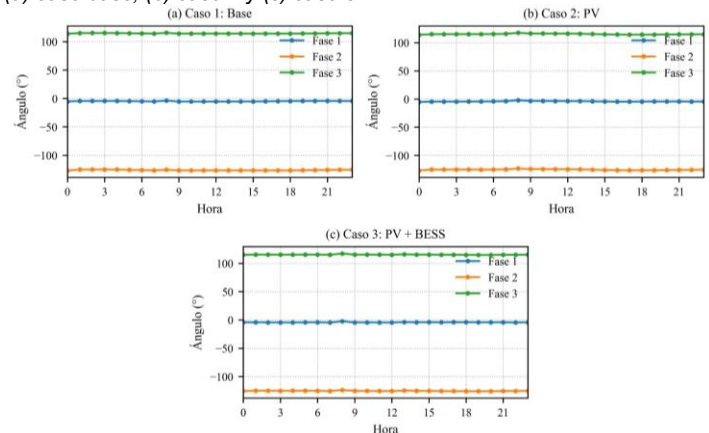


3.3 Evolución angular en el bus 890

La Figura 9 muestra la evolución horaria de los ángulos de tensión en el bus 890. En los tres escenarios se conserva la separación angular característica del sistema trifásico, con una fase cercana a 0°, otra alrededor de -120° y otra cercana a +120°. La incorporación del PV y del BESS modifica principalmente la magnitud de la tensión, mientras que los ángulos presentan variaciones moderadas. Este comportamiento indica que la mejora del perfil de tensión no se obtiene a costa de una alteración significativa de la referencia angular local. El análisis angular es útil porque el alimentador opera bajo condiciones desbalanceadas. Por ello, verificar solo las magnitudes no es suficiente; también se debe comprobar que la incorporación de los recursos no introduzca desplazamientos angulares abruptos en el bus crítico.

Figura 9.

Evolución horaria del ángulo de tensión en el bus 890 para las tres fases: (a) caso base, (b) caso 2 y (c) caso 3.

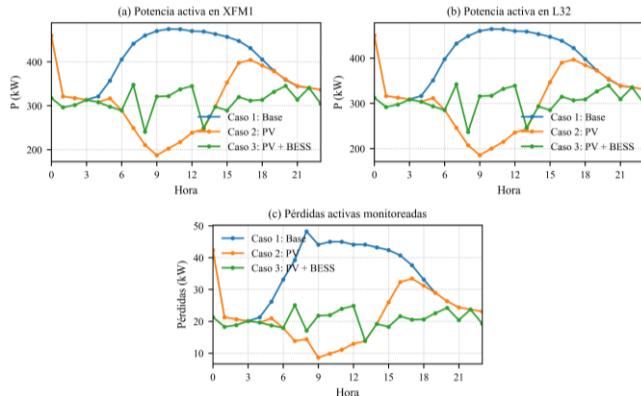


3.4 Flujos de potencia y pérdidas en la sección monitoreada

La Figura 10 compara los flujos de potencia activa en el transformador XFM1, la línea L32 y las pérdidas activas de la sección monitoreada. Estos elementos son relevantes porque conectan la zona de 4.16 kV donde se ubica el bus 890. En el caso base, la potencia transferida por XFM1 y L32 aumenta durante las horas de mayor demanda. Esta condición coincide con los periodos de menor tensión observados en el bus 890, lo que confirma la relación entre flujo de potencia, caída de tensión y pérdidas. Con el PV, la potencia activa suministrada desde aguas arriba disminuye durante las horas solares. Este comportamiento se observa especialmente entre las horas 7 y 14, donde la generación local reduce la potencia requerida desde la sección previa del alimentador. En el caso con PV y BESS, la potencia activa presenta una redistribución más marcada. El BESS absorbe energía durante parte del periodo solar y posteriormente inyecta potencia en horas de menor irradiancia, reduciendo la exigencia del alimentador en otros intervalos. La Figura 10(c) muestra que las pérdidas activas disminuyen respecto al caso base durante la mayor parte del día. Aunque el perfil con BESS presenta variaciones asociadas a la carga y descarga, el nivel de pérdidas se mantiene por debajo del caso base en los intervalos críticos.

Figura 10.

Flujos de potencia y pérdidas en la sección monitoreada: (a) potencia activa en XFM1, (b) potencia activa en L32 y (c) pérdidas activas monitoreadas.



3.5 Seguimiento de potencia del PV y BESS

La Figura 11 permite verificar directamente la operación de los recursos conectados en el bus 890. En esta figura, la potencia positiva representa inyección hacia la red, mientras que la potencia negativa representa absorción desde el alimentador. En la Figura 11(a), el PV inyecta potencia activa durante el intervalo con irradiancia disponible. Su potencia aumenta gradualmente durante la mañana, alcanza su máximo alrededor de las horas centrales del día y disminuye hacia la tarde. El BESS opera de forma complementaria. Durante las primeras horas y al final del día inyecta potencia activa, mientras que en el intervalo solar absorbe potencia para cargarse. Este comportamiento coincide con el propósito del perfil ESS_{mult} : desplazar energía desde las horas con disponibilidad fotovoltaica hacia periodos de menor irradiancia. La Figura 11(b) muestra que tanto el PV como el BESS intercambian potencia reactiva debido a la operación con factor de potencia de 0.95. Este resultado es importante porque la mejora de tensión no depende únicamente de P , sino también del soporte de Q proporcionado por los inversores. En la Figura 11(c), el factor de potencia del PV se mantiene cercano a 0.95 durante el periodo de generación. En el BESS, el signo del factor de potencia cambia durante la carga, ya que el almacenamiento absorbe potencia activa desde la red, comportándose temporalmente como una carga controlada.

La penetración local del PV se calculó con base en la potencia activa, considerando que el recurso fotovoltaico se dimensionó con una capacidad de 300 kW y que la demanda activa nominal del bus 890 corresponde a 450 kW. La relación entre estas potencias permite estimar un nivel de penetración equivalente a 66.7 %. La capacidad aparente del inversor, igual a 375 kVA, se emplea para habilitar la operación con factor de potencia de 0.95 y el intercambio de potencia reactiva. El BESS también posee una potencia activa nominal de 300 kW; sin embargo, se interpreta como recurso de desplazamiento energético y soporte operativo, ya que su potencia de salida depende de la energía previamente almacenada y del perfil horario asignado.

3.6 Balance energético del BESS

La Tabla 4 muestra el balance energético del BESS evaluado a partir del perfil horario de operación. Esta revisión es necesaria porque el almacenamiento no debe actuar como una fuente ideal e ilimitada, sino como un recurso con energía finita y restricciones de eficiencia.

Figura 11.

Seguimiento horario de potencia del PV y BESS: (a) potencia activa inyectada, (b) potencia reactiva inyectada y (c) factor de potencia operativo.

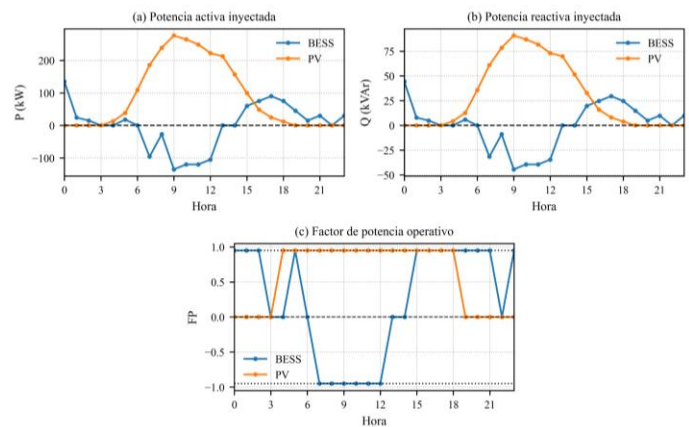


Tabla 4.

Balance energético diario del BESS.

Métrica	Valor	Unidad
Suma positiva de ESS_{mult}	2.04	pu-h
Suma negativa absoluta de ESS_{mult}	2.26	pu-h
Energía AC descargada	612	kWh
Energía AC absorbida durante carga	678	kWh
Energía extraída del BESS	644.21	kWh
Energía almacenada en el BESS	644.1	kWh
Cambio diario de energía interna ΔE_{BESS}	-0.11	kWh/día
Cambio equivalente de SOC	-0.0044	%/día

La energía AC descargada corresponde a los valores positivos de ESS_{mult} , mientras que la energía absorbida durante la carga se obtiene de los valores negativos del perfil. Al considerar eficiencias de carga y descarga del 95 %, el cambio diario de energía interna es aproximadamente -0.11 kWh/día.

El balance cercano a cero de ΔE_{BESS} se debe a que ESS_{mult} fue definido como un perfil horario de referencia con cierre energético diario. Esta condición permite comparar el efecto del BESS sobre la red sin introducir una deriva acumulativa del estado de carga durante la ventana evaluada.

3.7 Discusión del alcance del estudio

Los resultados muestran que el PV mejora el perfil de tensión durante las horas de mayor irradiancia, mientras que el sistema de almacenamiento en baterías extiende el soporte hacia periodos de menor disponibilidad solar. La operación coordinada permite mantener el bus 890 dentro de la banda operativa y reducir la transferencia de potencia desde aguas arriba.

La mejora observada se explica por tres mecanismos complementarios: la inyección local de potencia activa, el intercambio de potencia reactiva mediante los inversores y el desplazamiento energético del almacenamiento. El desempeño obtenido depende del punto de conexión, de la impedancia de la

sección de 4.16 kV y de los perfiles horarios de carga, irradiancia y despacho del almacenamiento.

La penetración local del PV corresponde al 66.7 % de la carga activa nominal del bus 890, lo que representa un nivel elevado a escala del nodo de interconexión. Este valor se interpreta únicamente como referencia local y no como la penetración global del alimentador. En estudios de capacidad de alojamiento, la penetración se evalúa mediante barridos progresivos respecto a la carga del alimentador, alcanzando niveles que pueden llegar al 100 % o más de la carga pico.

En relación con el almacenamiento, la capacidad de 2.5 MWh y la potencia nominal de 300 kW proporcionan una duración de 8.33 h, superior a la de aplicaciones de corta duración. En este trabajo se considera como condición técnica de referencia para evaluar el desplazamiento energético y soporte de tensión en una ventana diaria. La selección óptima de potencia y energía dependería de criterios económicos, ciclos de operación, límites de SOC y requerimientos específicos de la red.

El concepto de capacidad de alojamiento se utiliza como marco para contextualizar la integración de recursos distribuidos. Sin embargo, el análisis se orienta a comparar escenarios específicos de integración PV-BESS en el bus 890 y a cuantificar su efecto sobre la operación del alimentador, sin constituir una estimación formal de la capacidad máxima de alojamiento.

IV. CONCLUSIONES

Durante el perfil de 24 horas, la energía activa transferida por XFM1 fue de 9716.65 kWh en el caso base, 7483.26 kWh en el caso con PV y 7451.34 kWh en el caso con PV y BESS. Esto representa reducciones de 22.99 % y 23.31 %, respectivamente, lo que confirma que la integración de recursos distribuidos disminuyó la potencia requerida desde la red aguas arriba.

En la línea L32, la energía activa transferida pasó de 9531.06 kWh en el caso base a 7366.25 kWh con PV y 7339.39 kWh con PV y BESS. Estas variaciones equivalen a reducciones de 22.71 % y 23.00 %, respectivamente, mostrando que el soporte local en el bus 890 también redujo el flujo de potencia en la sección directamente asociada al nodo crítico.

Las pérdidas activas de energía calculadas fueron de 817.92 kWh en el caso base, 515.75 kWh con PV y 493.40 kWh con PV y BESS. Por tanto, las pérdidas disminuyeron en 36.94 % con la integración del PV y en 39.68 % con la operación coordinada del PV y el BESS. Esta reducción se relaciona con la menor circulación de corriente desde la subestación del alimentador y con el intercambio local de potencia activa y reactiva.

La potencia nominal del PV fue de 300 kW, equivalente al 66.7 % de la carga activa nominal del bus 890, considerada de 450 kW. Esta relación se interpreta como penetración local del recurso fotovoltaico respecto a la demanda activa del nodo crítico. Por su parte, el BESS se dimensionó con 300 kW de potencia activa y 2.5 MWh de capacidad energética, por lo que su contribución corresponde a soporte operativo y desplazamiento energético dentro de la ventana diaria analizada.

El seguimiento de potencia activa y reactiva confirmó que ambos recursos participaron en la regulación del bus crítico. La operación con factor de potencia de 0.95 permitió que los inversores intercambiaron potencia reactiva, contribuyendo a la mejora del perfil de tensión junto con la inyección local de potencia activa.

El balance energético diario del BESS presentó un cambio aproximado de -0.11 kWh/día, equivalente a -0.0044 % de su

capacidad nominal. Este resultado indica que el perfil de carga y descarga conserva prácticamente el cierre energético diario, lo que permite evaluar el efecto del almacenamiento sin introducir una deriva acumulativa durante la ventana de 24 horas.

En conjunto, los resultados muestran que la operación coordinada del PV y el BESS es una alternativa viable para mitigar caídas de tensión en el bus 890 y reducir los flujos de potencia desde aguas arriba. Bajo el alcance definido, el estudio compara escenarios específicos de integración PV-BESS y cuantifica su efecto sobre la tensión, los flujos de potencia y las pérdidas del alimentador.

V. AGRADECIMIENTOS

Se agradece el apoyo de SECIHTI mediante el programa de becas, así como las facilidades proporcionadas por el Instituto Tecnológico de La Laguna y su División de Estudios de Posgrado e Investigación.

VI. REFERENCIAS

- Adelmann, F., & Graeber, D. (2025). Beyond seasonal arbitrage—Structured review on distributed long duration energy storage and its benefits to the distribution grid. *Energies*, 18(6256), 1–25. <https://www.energiawirtschaft.org/wp-content/uploads/2026/02/energies-18-06256.pdf>
- Bollen, M. H. J., & Hassan, F. (2011). *Integration of distributed generation in the power system*. Wiley-IEEE Press. <https://doi.org/10.1002/9781118029029>
- Dalvi, P., Chen, Y., & National Laboratory of the Rockies. (2026). *A comprehensive comparison of methods for evaluating dispatch of long-duration energy storage in power systems models*. U.S. Department of Energy. <https://docs.nlr.gov/docs/fy26osti/92597.pdf>
- Dugan, R. C., & McDermott, T. E. (2011). An open source platform for collaborating on smart grid research. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039829>
- Electric Power Research Institute. (2020). *OpenDSS documentation*. <https://opendss.epri.com>
- Electric Power Research Institute. (2024a). *Follow. OpenDSS documentation*. <https://opendss.epri.com/Follow.html>
- Electric Power Research Institute. (2024b). *kWRated. OpenDSS documentation*. <https://opendss.epri.com/kWRated.html>
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (2020). *Power system analysis* (2nd ed.). McGraw-Hill Education.
- Hatziaargyriou, N., Joos, G., & Schwaegerl, C. (2025). Operation of battery energy storage systems in distribution networks. In C. Schwaegerl, K. Dedekind, & R. Brown (Eds.), *Distributed energy resources in active distribution networks* (CIGRE Green Books). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-030-87693-7_27-1
- IEEE Power & Energy Society. (s. f.). *IEEE PES test feeders*. <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>

- IEEE Standards Association. (2018). *IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces* (IEEE Std 1547-2018). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
- IEEE Standards Association. (2019). *IEEE recommended practice for monitoring electric power quality* (IEEE Std 1159-2019). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8796486>
- Kersting, W. H. (2017). *Distribution system modeling and analysis* (4th ed.). CRC Press.
- Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill Education.
- Lopes, J. A. P., Moreira, C. L., & Madureira, A. G. (2006). Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2), 916–924. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873018>
- NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER) Project. (2020). *NASA POWER data access viewer*. NASA. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Smith, J. W., Dugan, R. C., & Sunderman, W. (2011). Distribution modeling and analysis of high penetration PV. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039765>

No.	Rol	Descripción
1	Conceptualización	María Montserrat Martínez Alvarez, Concepción Hernández Flores, Marco Antonio Arjona López
2	Curación de datos	María Montserrat Martínez Alvarez, Rubén Ángel Muñoz Castillo
3	Análisis formal	María Montserrat Martínez Alvarez, Concepción Hernández Flores, Marco Antonio Arjona López
4	Obtención de fondos	Concepción Hernández Flores, Marco Antonio Arjona López
5	Investigación	María Montserrat Martínez Alvarez
6	Metodología	María Montserrat Martínez Alvarez
7	Administración del proyecto	Concepción Hernández Flores, Marco Antonio Arjona López
8	Recursos	Concepción Hernández Flores, Marco Antonio Arjona López
9	Software	María Montserrat Martínez Alvarez, Rubén Ángel Muñoz Castillo
10	Supervisión	Concepción Hernández Flores, Marco Antonio Arjona López
11	Validación	María Montserrat Martínez Alvarez, Concepción Hernández Flores, Marco Antonio Arjona López
12	Visualización	María Montserrat Martínez Alvarez
13	Redacción - borrador original	María Montserrat Martínez Alvarez
14	Redacción - revisión y edición	María Montserrat Martínez Alvarez, Concepción Hernández Flores, Marco Antonio Arjona López