

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE ÁREA AMPLIA EN LA RED DE 345 kV DEL SISTEMA ELÉCTRICO DOMINICANO. CASO DE ESTUDIO

Implementation of a wide-area monitoring system in the 345 kV grid of the Dominican electricity system. Case study

DIEGO AQUINO LEBRÓN^{1,2}, WASCAR ANTONIO LIRIANO LORENZO^{1,3},
DEYSLEN MARIANO-HERNÁNDEZ⁴, MIGUEL AYBAR-MEJÍA^{5*}

Recibido: 04/07/2025 · Aceptado: 20/10/2025

Cómo citar: Aquino Lebrón, D., Liriano Lorenzo, W. A., Mariano-Hernández, D., Aybar-Mejía, M. (2025). Implementación de un sistema de monitoreo de área amplia en la red de 345 kV del sistema eléctrico dominicano. Caso de estudio. *Ciencia, Ingenierías y Aplicaciones*, 8, 41-61. <https://doi.org/10.22206/cite.2025.v8.3570>

Resumen

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana enfrenta nuevos desafíos operativos derivados de la creciente incorporación de generación renovable intermitente, lo que compromete la estabilidad de la red de transmisión, especialmente en las barras de 345 kV. Esta investigación propone la implementación de un Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS) como alternativa tecnológica para mejorar la detección de eventos críticos y la capacidad de respuesta operativa en tiempo real. Se adoptó una metodología aplicada, basada en la revisión documental, levantamiento de infraestructura existente y evaluación de la viabilidad técnica para habilitar relés de protección como Unidades de Medición Fasorial (PMU), integrados con un Concentrador de Datos Fasoriales Extendido (ePDC) sincronizado por GPS. Se recolectaron registros de tensión y

¹ Escuela de ingeniería, Universidad Acción Pro Educación y Cultura (UNAPEC), Santo Domingo, República Dominicana.

² Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Santo Domingo, República Dominicana. ORCID: 0009-0003-4695-4096. Correo-e: d.aquino4@unapec.edu.do, daquino@eted.gov.do

³ Ministerio de Energías y Minas (MEM). Santo Domingo, República Dominicana. ORCID: 0009-0002-1963-521X. Correo-e: wliriano@unapec.edu.do

⁴ Área de Ingeniería, Instituto Tecnológico de Santo Domingo. Santo Domingo, República Dominicana. ORCID: 0000-0002-4255-3450. Correo-e: deyslen.mariano@intec.edu.do

⁵ Área de Ingeniería, Instituto Tecnológico de Santo Domingo. Santo Domingo, República Dominicana. ORCID: 0000-0002-4715-3499. Correo-e: miguel.aybar@intec.edu.do

* Autor de correspondencia.



frecuencia del sistema en condiciones reales de operación, y se compararon los datos obtenidos a través del sistema WAMS con los del SCADA tradicional. Los resultados muestran que el WAMS ofrece una mayor resolución temporal, permitiendo detectar oscilaciones de corta duración que no son captadas por SCADA. Esto evidencia mejoras en la visibilidad dinámica del sistema eléctrico y valida la viabilidad técnica de utilizar tecnología existente para su implementación en redes de transmisión en países en desarrollo.

Palabras clave: WAMS; SENI; PMU; SCADA; ePDC.

Abstract

The Dominican Republic's National Interconnected Electric System (SENI) faces new operational challenges due to the increasing integration of intermittent renewable generation, which affects the stability of the transmission grid, particularly at the 345 kV busbars. This study proposes the implementation of a Wide Area Monitoring System (WAMS) as a technological alternative to enhance the detection of critical events and real-time operational awareness. An applied methodology was adopted, including a review of relevant standards, assessment of existing infrastructure, and evaluation of the technical feasibility of enabling protection relays to function as Phasor Measurement Units (PMUs), integrated with a GPS-synchronized Extended Phasor Data Concentrator (ePDC). Operational records of voltage and frequency were collected under real system conditions and compared between the WAMS and the traditional SCADA system. The results demonstrate that WAMS provides significantly higher temporal resolution, allowing the detection of short-duration oscillations that are not captured by SCADA. This highlights improvements in dynamic system visibility and supports the technical feasibility of implementing WAMS using existing infrastructure in transmission networks of developing countries.

Keywords WAMS; SENI; PMU; SCADA; ePDC.

1. Introducción

La estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico son pilares fundamentales para el desarrollo económico y social de cualquier nación. En particular, la red de transmisión de alta tensión juega un rol estratégico en la operatividad del sistema eléctrico, siendo responsable del transporte de grandes volúmenes de energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo. En la República Dominicana, el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) ha experimentado en los últimos años una transformación significativa, caracterizada por la creciente incorporación de fuentes de

generación renovables intermitentes, como la solar y eólica (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2022). Esta transición energética, aunque necesaria, introduce nuevas dinámicas de variabilidad que desafían las capacidades del sistema actual para mantener condiciones estables de operación.

A pesar de avances previos, como la implementación del sistema SCADA en 1996 (Empresa de Transmisión Dominicana (ETED), 2017) y el Control Automático de Generación (AGC) en 2019 (Superintendencia de Electricidad (SIE), 2019), las tecnologías actuales presentan limitaciones notables en la detección de eventos dinámicos de corta duración, particularmente aquellos que se desarrollan en escalas de tiempo inferiores a 2 segundos (Bailey & Wright, 2003). En este contexto, los Sistemas de Monitoreo de Área Amplia (WAMS) emergen como una solución robusta, ya que utilizan Unidades de Medición Fasorial (PMU) sincronizadas por GPS para capturar datos de frecuencia, voltaje y ángulo de fase con alta resolución temporal (López-De Alba et al., 2018). Comparado con SCADA, que actualiza datos cada 2 a 4 segundos, un sistema WAMS puede adquirir hasta 60 muestras por segundo, brindando una visión dinámica y precisa del comportamiento de la red eléctrica (Bächli et al., 2017; Liu et al., 2018; Mousavi-Seyedi et al., 2017).

Diversos estudios internacionales han respaldado la efectividad de los WAMS para mejorar la estabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos (Ree et al., 2010). Los operadores de red mejoran la estabilidad del voltaje, el conocimiento de la situación, la detección de fallas y la planificación de la red con el sistema de monitoreo de área extensa en tiempo real, ya que este permite mejorar las predicciones de subestaciones, la precisión del sistema y el control de corte de energía (Chintakindi & Mitra, 2022). En Ecuador, por ejemplo, su implementación en el Sistema Nacional Interconectado permitió una detección más precisa de contingencias y oscilaciones de potencia, facilitando respuestas operativas más rápidas y efectivas (Torre et al., 2013). A nivel nacional en el SENI se identificó que la integración de energía renovable exige sistemas de monitoreo más avanzados para gestionar las oscilaciones impredecibles de frecuencia y voltaje, recomendando explícitamente la adopción de tecnologías como WAMS (Silva-Saravia et al., 2020).

Este artículo tiene como objetivo analizar la factibilidad técnica y operativa de implementar un sistema WAMS en las barras de 345 kV del SENI, utilizando relés de protección en modalidad de Unidad de

Medición Fasorial, con miras a mejorar la detección temprana de eventos y fallas críticas. Para ello, se evalúa el estado actual de las redes de comunicación, la compatibilidad tecnológica de los equipos existentes, los modelos de WAMS disponibles en el mercado, y se propone una integración piloto con ePDC y relés como PMUs, comparando su desempeño frente al sistema SCADA actualmente en uso.

En cuanto a la organización del artículo: en la Sección 2 se presenta el marco conceptual y el estado del arte sobre los sistemas WAMS, comparándolos con SCADA y analizando experiencias previas en Latinoamérica. La Sección 3 describe la metodología utilizada para el diseño experimental, levantamiento de datos y validación técnica. En la Sección 4 se desarrolla la propuesta de implementación, incluyendo la selección de barras, equipos y red de comunicación. En la Sección 5 se analizan los resultados de las simulaciones y comparaciones entre SCADA y WAMS; finalmente, en la Sección 6 se presentan las conclusiones, limitaciones y posibles líneas de investigación futura.

2. Marco teórico

La supervisión precisa y en tiempo real del comportamiento dinámico de las redes eléctricas se ha vuelto cada vez más crítica ante los nuevos desafíos operativos impuestos por la variabilidad de la generación renovable (Ejuh Che et al., 2025). En este escenario, los sistemas de monitoreo convencionales como SCADA, presentan limitaciones inherentes en la captura de fenómenos transitorios rápidos debido a su baja resolución temporal. Esta brecha tecnológica limita la capacidad del sistema para anticipar o mitigar eventos de corta duración que pueden comprometer la estabilidad operativa. La evolución del sistema eléctrico requiere herramientas más avanzadas que permitan una observabilidad fina y continua de los parámetros eléctricos clave, lo cual justifica el interés creciente en tecnologías como los WAMS (Bustamante et al., 2025). En la Figura 1 presenta una comparación técnica entre los sistemas SCADA y WAMS, elaborada a partir de criterios analizados en el estudio de Bustamante, Pinzón y Giraldo-Gómez (2025) el cual examina los desafíos y oportunidades asociados a la integración de fuentes renovables variables en sistemas eléctricos interconectados.

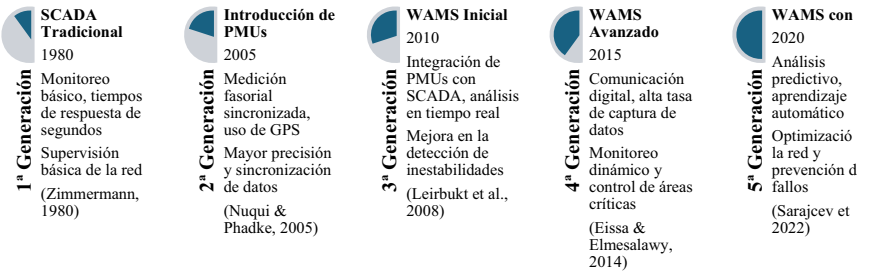
Figura 1
Comparación SCADA vs. WAMS

Tipo de Sistema									
SCADA (con RTU)					WAMS (con PMU)				
Resolución temporal	Variables medidas	Sincronización de tiempo	Uso	Costo total	Resolución temporal	Variables medidas	Sincronización de tiempo	Uso	Costo total
1 muestra cada 2-4 s	Magnitudes de voltaje y corriente	No	Monitoreo y control local	Bajo	10-60 muestras por segundo	Magnitudes y ángulos de voltaje y corriente, frecuencia y dI/dt	Si	Monitoreo y control de área extensa	Alto

Los sistemas eléctricos modernos requieren tecnologías capaces de captar el estado de la red con mayor granularidad. En este sentido, los WAMS han sido propuestos como una evolución del monitoreo convencional, al integrar mediciones sincronizadas temporalmente mediante PMU (Yang et al., 2022).

Los WAMS surgieron a partir de los avances en sincronización vía GPS y la normalización del estándar IEEE C37.118 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011a), el cual define las características para la medición y transmisión de sincrofases. Un sistema WAMS típico está compuesto por PMUs ubicadas en nodos clave de la red, un Concentrador de Datos Fasoriales (PDC) o ePDC que agrega y ordena las señales, y una plataforma de visualización para el operador (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2021). En la Figura 2 se presenta

Figura 2
Evolución de las tecnologías de monitoreo y control de redes eléctricas



la evolución de las tecnologías de monitoreo y control de redes eléctricas a los tiempos actuales.

En América Latina, países como Ecuador (Cepeda et al., 2025), Brasil (Moraes et al., 2022) y Europa (Karavas et al., 2021) han iniciado implementaciones progresivas de WAMS, con resultados positivos en la detección de oscilaciones de potencia, monitoreo de estabilidad angular y control de frecuencia. El sistema eléctrico, al igual que un ecosistema complejo, puede experimentar efectos de propagación ante disturbios locales, comprometiendo la estabilidad global de la red. En este contexto, se vuelve crucial contar con sistemas de monitoreo que no solo permitan el análisis forense posterior a eventos críticos, sino que también ofrezcan capacidades de respuesta en tiempo real. Estas consideraciones son especialmente relevantes para el SENI, cuya red de transmisión de 345 kV constituye un componente estratégico en la operatividad del sistema. La incorporación de tecnologías como las PMUs, reguladas por el estándar IEEE C37.118.1 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011b), permite capturar información de alta resolución temporal como frecuencia, tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), magnitudes y ángulos fasoriales fundamentales para anticipar o mitigar fallas sistémicas. En consonancia con estudios recientes que destacan estos requerimientos técnicos, su aplicación en el contexto dominicano podría representar un avance significativo hacia un sistema eléctrico más resiliente y seguro.

3. Metodología

Este estudio adoptó un enfoque aplicado, con un diseño metodológico de tipo descriptivo-analítico y carácter técnico. El objetivo fue evaluar la viabilidad de implementar un Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS) en las barras de 345 kV del SENI de la República Dominicana, empleando relés de protección configurados como PMU y un concentrador de datos fasoriales (ePDC).

La metodología se estructuró en las siguientes fases:

- Revisión documental y normativa. Recopilación de datos técnicos sobre WAMS, estándares internacionales (IEEE C37.118, IEC 61850), guías de integración de PMU y experiencias internacionales en redes de alta tensión.

- Levantamiento de infraestructura. Inspección técnica de las subestaciones Cabreto, Julio Sauri y Bonao III, incluyendo evaluación de topologías, protocolos de comunicación existentes, disponibilidad de relés inteligentes (IEDs), y conectividad para transmisión de datos en tiempo real.
- Configuración de relés como PMUs. Habilitación de funciones fasoriales en relés SIPROTEC 5 (Siemens) y REC670 (ABB) en las subestaciones seleccionadas. Estos equipos fueron configurados para transmitir datos sincronizados vía GPS conforme a la norma IEEE C37.118.
- Integración del ePDC. Interconexión del concentrador de datos ePDC con los relés configurados como PMUs, permitiendo la visualización en tiempo real y el almacenamiento de mediciones fasoriales.
- Análisis comparativo de registros operativos. Recolección de datos de frecuencia y tensión obtenidos a través del sistema SCADA y del sistema WAMS. Se realizó un análisis gráfico comparativo de ambos sistemas durante eventos operativos seleccionados.

3.1 Instrumentos y herramientas

- PMUs (relés en modalidad fasorial): Siemens 6MD86, 7SA87; ABB REC670.
- Plataforma de sincronización: GPS IRIG-B.
- Software de concentración y análisis: ePDC (versión open-source compatible con IEEE C37.118).
- Protocolos de comunicación: IEC 61850, IEEE C37.118.2, SNTP.
- Red de datos: Fibra óptica y enlaces MPLS de capa 2 existentes en la infraestructura del SENI.

3.2 Criterios de evaluación técnica

- Latencia de transmisión de datos.
- Precisión en la sincronización GPS.
- Detección de eventos de frecuencia/tensiones inferiores a 2 s.
- Compatibilidad con SCADA existente y escalabilidad del sistema.

4. Estudio de caso: implementación de WAMS en la Red de 345 kV del SENI – República Dominicana

Este estudio de caso se centró en la evaluación técnica de la implementación de un WAMS en el nivel de transmisión de 345 kV del SENI de la República Dominicana. Esta red constituye la columna vertebral del sistema eléctrico del país, interconectando las principales plantas generadoras con los centros de carga más importantes. Las barras de 345 kV fueron seleccionadas por su criticidad en la arquitectura de transmisión, soportando los mayores niveles de potencia y conectando estratégicamente las zonas Norte, Sur y Este del país. Su monitoreo es esencial para la estabilidad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, especialmente ante eventos como variaciones de frecuencia o caídas de tensión por la creciente penetración de energías renovables no gestionables.

4.1 Infraestructura de comunicación y puntos de monitoreo seleccionados

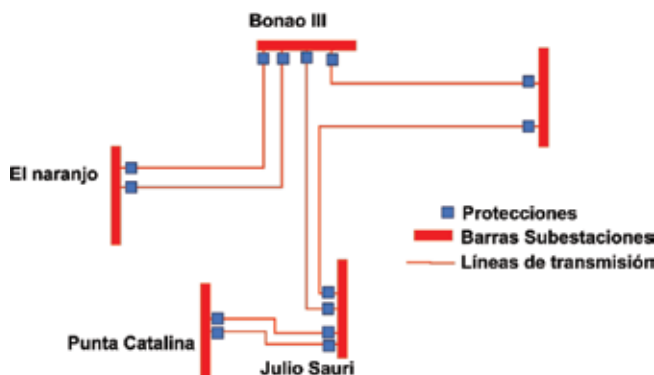
El SENI operaba con una red de comunicación que combinaba fibra óptica y enlaces de radio utilizando la plataforma multiservicios FOX615 de Hitachi Energy que integraba SDH y MPLS-TP. La configuración inicial de 1500 bytes para el tamaño de paquete de datos fue posteriormente optimizada a 9000 bytes con la habilitación de nuevos canales en las subestaciones de Cabreto, Julio Sauri y Bonao III, mejorando la robustez y eficiencia de la red para la futura implementación del WAMS. El SENI ya contaba con un sistema SCADA y un servidor con ePDC y el Sistema de Monitoreo de Dinámica en Tiempo Real (RTDMS), inicialmente para PMU en la red de 138 kV. La flexibilidad del ePDC se identificó como clave para la integración del WAMS en la red de 345 kV. La red de 345 kV del SENI incluye cinco barras críticas (Julio Sauri, Cabreto, Bonao III, Naranjo y Punta Catalina) se presenta en la Figura 3.

Para la implementación piloto del WAMS, se seleccionaron tres subestaciones de 345 kV que forman un anillo en la red.

- **Subestación Cabreto 345 kV.** Nodo clave en el sureste, con relés Siemens SIPROTEC 5 (6MD86) configurados como PMU y conectados a la red de fibra óptica/MPLS.

Figura 3

Sección del SENI analizado WAMS



- **Subestación Julio Sauri 345 kV.** Crucial en la región Sur para la interconexión con parques renovables, utilizando un relé Siemens SIPROTEC 5 (7SA87) configurado como PMU e integrado al ePDC.
- **Subestación Bonao III.** En el centro del país, enlace entre zonas Norte y Sur, con relés ABB REC670 sincronizados vía GPS.

La arquitectura de monitoreo fasorial implementada en estas subestaciones permite el envío de datos sincronizados (tensiones, frecuencias, ROCOF y ángulos de fase) al ePDC central, con una frecuencia de muestreo de hasta 60 paquetes por segundo facilitando diagnósticos tempranos y análisis post-evento.

4.2 Evaluación de soluciones WAMS en el mercado y estrategia de implementación

Los sistemas WAMS, compuestos por PMU y servidores PDC son fundamentales para la estabilidad de los sistemas eléctricos. El mercado ofrece diversas soluciones robustas de fabricantes como GE, ABB, Siemens y SEL, cada una con características específicas para monitoreo en tiempo real, escalabilidad y análisis predictivo. Para el SENI, se determinó que no es necesario adquirir un software WAMS adicional para las barras de 345 kV, ya que el ePDC existente ofrece la flexibilidad necesaria para integrarse con cualquier modelo de WAMS del mercado.

Esta estrategia optimiza costos, aprovecha la infraestructura instalada y asegura una integración eficiente, rapidez y fiabilidad. La capacidad del ePDC para adaptarse a futuras tecnologías como la Inteligencia Artificial es clave para mejorar la resiliencia y eficiencia operativa del sistema.

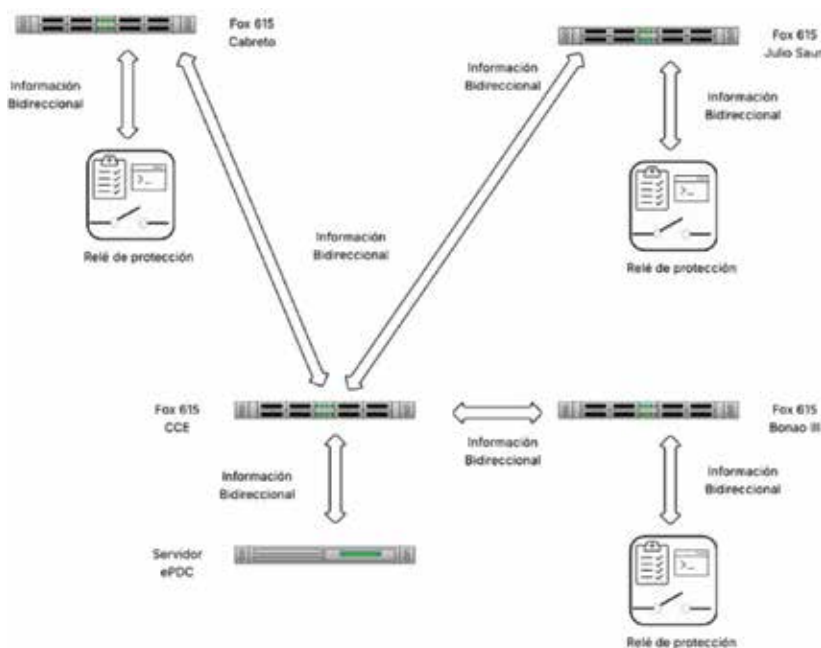
4.3 Trabajos de integración del modelo piloto en subestaciones clave

Para la implementación del modelo piloto de WAMS, se realizaron trabajos específicos en las subestaciones clave del anillo de 345 kV, habilitando los relés existentes para la comunicación con el ePDC:

- **Cabreto 345 kV.** Se habilitó la segunda tarjeta de fibra óptica del relé Siemens SIPROTEC 5 6MD86 y se conectó a la red de comunicación de pruebas.
- **Julio Sauri 345 kV.** Se habilitó la segunda tarjeta del relé Siemens SIPROTEC 5 7SA87 y se conectó al ePDC.
- **Bonao III.** Se habilitó la segunda tarjeta del relé ABB REC670y se conectó al ePDC.

Figura 4

Diagrama representativo de configuración de subestaciones con el ePDC



En la Figura 4 se presenta un esquemático del flujo de información entre el Centro de Control de Energía (CCE) y las subestaciones, ePDC y relé de protección.

5. Resultados

Esta sección presenta los resultados obtenidos tras la implementación piloto del sistema WAMS en tres subestaciones del SENI (Cabreto, Julio Sauri y Bonao III), utilizando relés configurados como PMUs y un ePDC para concentración y análisis fasorial. Se compararon los registros obtenidos por el sistema SCADA tradicional (resolución de 1 minuto) con los datos sincronizados de WAMS (resolución de 2 segundos). Los resultados se presentan mediante tablas y figuras para facilitar su interpretación.

5.1 Detección de tensiones transitorias

La Tabla 1 muestra comparativamente los valores de tensión registrados en un evento crítico. El SCADA no captó oscilaciones menores a 1 segundo, mientras que las PMUs identificaron variaciones dinámicas significativas que podrían haber pasado desapercibidas con la infraestructura actual.

Tabla 1

Comparación de medición de tensión (pu) – SCADA vs WAMS

Tiempo	SCADA (1 min)	WAMS (2 seg)	Observación
00:00	1.00	1.00	Valor nominal
00:30	1.00	0.97	Caída de tensión captada
00:32	-	0.94	Oscilación no detectada SCADA
00:60	1.00	0.98	Recuperación parcial

Los datos provenientes del SCADA, caracterizados por una baja frecuencia de muestreo (una lectura cada dos segundos), permiten observar el comportamiento operativo general del sistema en condiciones estacionarias.

Las Figuras 5, 7 y 9 ilustran este comportamiento para cada una de las líneas mencionadas, evidenciando que, aunque los valores de tensión se mantienen relativamente estables, se presentan ligeras variaciones especialmente en la línea Bonao III - Julio Sauri que oscilan entre 350.9 y 351.6 kV. Estas fluctuaciones podrían asociarse a dinámicas de carga o pequeñas maniobras operativas, aunque no permiten identificar eventos rápidos debido a la limitación temporal del SCADA.

Figura 5
Registro de voltaje Barra Cabreto-Julio Sauri mediante SCADA



Figura 6
Registro de voltaje Barra Cabreto-Julio Sauri mediante WAMS



Figura 7

Registro de voltaje Barra Cabreto-Bonao III mediante SCADA



Figura 8

Registro de voltaje Barra Cabreto-Bonao III mediante WAMS



En contraste, los datos obtenidos mediante el sistema WAMS muestran una resolución temporal mucho mayor (una lectura cada 33 ms), lo que permite capturar con detalle la dinámica del sistema eléctrico. Las Figuras 6, 8 y 10 muestran los registros correspondientes para las mismas tres líneas, revelando microvariaciones de tensión que oscilan dentro de márgenes estrechos pero con una frecuencia de aparición mucho mayor.

Figura 9
Registro de voltaje Barra Bonao III-Julio Sauri mediante SCADA

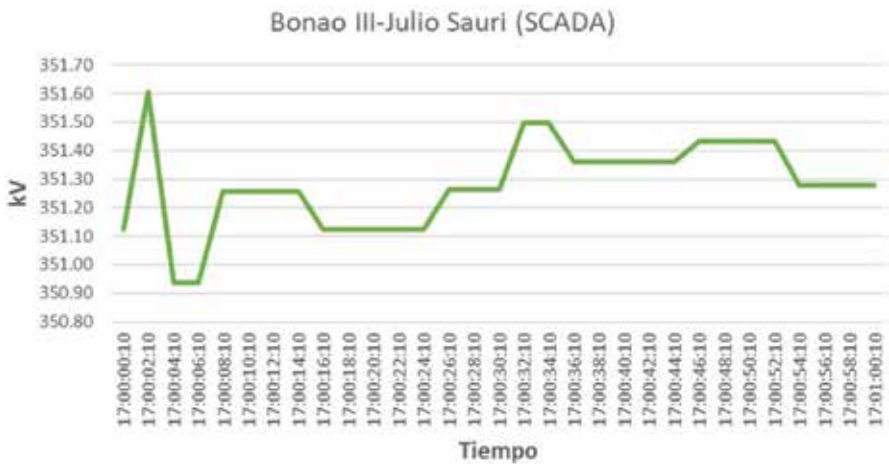
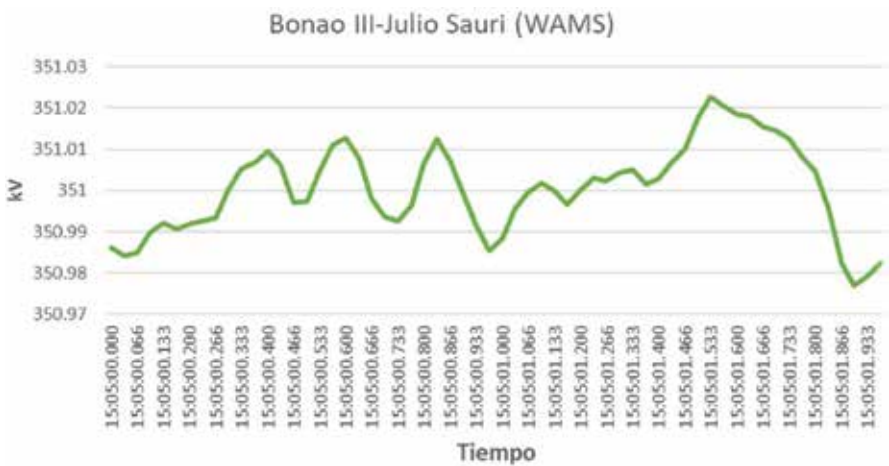


Figura 10
Registro de voltaje Barra Bonao III-Julio Sauri mediante WAMS



Estas oscilaciones reflejan la naturaleza dinámica del sistema y permiten detectar fenómenos que no son visibles en el SCADA, como oscilaciones locales, modos interárea o transitorios leves. La comparación entre ambas tecnologías evidencia su complementariedad: el SCADA resulta adecuado

para supervisión operativa, mientras que el WAMS es fundamental para análisis detallados de estabilidad, dinámica y calidad de energía.

5.2 Detección de frecuencia

El análisis de la frecuencia del sistema es fundamental para evaluar la estabilidad inmediata ante perturbaciones. La Tabla 2 muestra una comparación entre las mediciones obtenidas mediante SCADA y WAMS durante un mismo evento, junto con el cálculo del ROCOF (Rate of Change of Frequency). Se observa que el sistema WAMS, gracias a su alta resolución temporal, detecta oscilaciones rápidas en la frecuencia incluyendo un pico de 60.37 Hz en solo dos segundos que no son captadas por SCADA, el cual mantiene valores casi constantes. Esta diferencia evidencia la limitación del sistema convencional para registrar eventos dinámicos y confirma la utilidad del WAMS para monitoreo en tiempo real y detección temprana de condiciones que pueden comprometer la estabilidad del sistema eléctrico.

El análisis de la frecuencia del sistema eléctrico utilizando datos SCADA (ver Figura 11) permite observar tendencias generales del comportamiento de la red en el rango operativo típico de 59.95 a 60.05 Hz. Estos datos, con una frecuencia de muestreo de 2 segundos, evidencian una señal suavizada, adecuada para supervisión operativa pero limitada en la detección de eventos transitorios o variaciones rápidas. Por ejemplo, entre las 8:14:00 y 8:14:58, se observan oscilaciones lentas entre 59.94 y 60.04 Hz, reflejo de la regulación primaria y la dinámica de generación ante variaciones de carga. Sin embargo, debido a su baja resolución temporal, esta señal no permite identificar el comportamiento instantáneo del sistema ni calcular adecuadamente indicadores críticos como el ROCOF.

Tabla 2

Comparación de frecuencia (Hz)

Tiempo	SCADA (1 min)	WAMS (2 seg)	ROCOF (Hz/s)
00:00	60.00	60.00	0.00
00:30	60.01	60.13	0.16
00:32	-	60.37	0.24
00:60	60.01	60.06	0.07

Figura 11

Registro de variación de frecuencia en el sistema utilizando SCADA

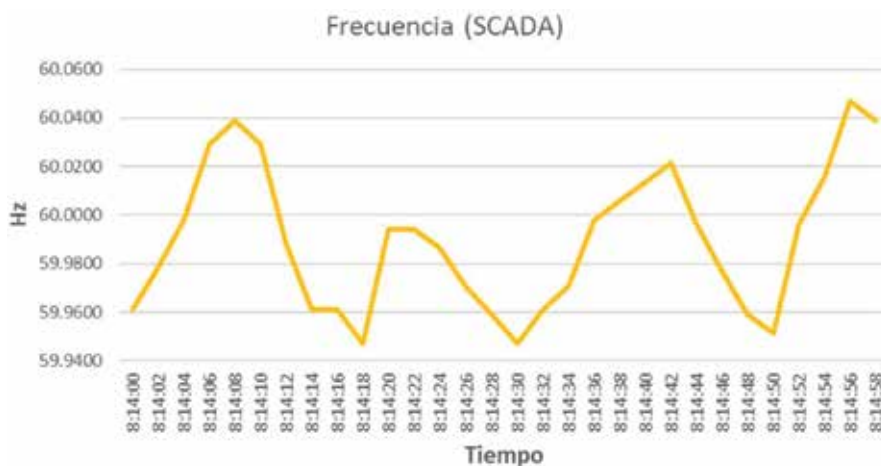
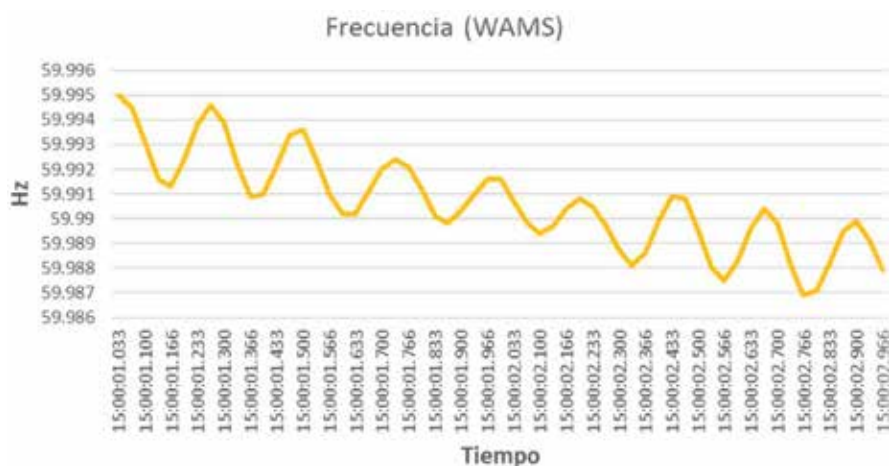


Figura 12

Registro de variación de frecuencia en el sistema utilizando WAMS



En contraste, los datos de frecuencia capturados mediante WAMS (ver Figura 12) muestran un panorama mucho más detallado y dinámico del sistema. En un intervalo de apenas dos segundos (de 15:00:01.033 a 15:00:02.966), se observan pequeñas pero constantes oscilaciones de frecuencia entre 59.995 y 59.9869 Hz. Estas variaciones, aunque aparentemente menores, son representativas de la inercia del sistema y de los

ajustes finos del control automático de generación. Además, el cálculo del ROCOF a partir de esta señal evidencia micro fluctuaciones que pueden anticipar desequilibrios o servir como disparadores de protección en esquemas modernos de desconexión de carga. La comparación entre ambas figuras destaca cómo la frecuencia medida por WAMS permite detectar fenómenos dinámicos que permanecen ocultos para el SCADA, subrayando su importancia en estudios de estabilidad transitoria y análisis de eventos críticos en tiempo real.

5.3 Evaluación del desempeño operativo

El tiempo de reacción ante el evento fue significativamente menor con WAMS, lo cual permite una respuesta operativa más eficiente. Se detectó que la latencia de SCADA (~2–4 s) impide identificar fenómenos subsegundo críticos para evitar interrupciones. Estos resultados son consistentes con la metodología adoptada, que priorizó la comparación empírica de datos reales en condiciones operativas del SENI. La sincronización GPS y la capacidad de adquisición del ePDC permitieron una validación objetiva de la superioridad técnica del WAMS. Los resultados coinciden con los hallazgos de De La Ree et al. (2010) y Zhang et al. (2015), quienes señalan que los sistemas WAMS permiten detectar oscilaciones invisibles para SCADA y reducen el tiempo de respuesta ante eventos críticos. Asimismo, estudios como el de Torre et al. (2013) en Ecuador reportaron beneficios similares al implementar PMUs en nodos clave de su red de transmisión.

6. Conclusiones

Esta investigación tuvo como objetivo analizar la viabilidad de implementar un WAMS en las barras de 345 kV del SENI de la República Dominicana, empleando infraestructura existente como relés configurables en modalidad PMU y plataformas de concentración y sincronización de datos fasoriales. Mostrando los siguientes resultados:

- Se demostró que las redes de comunicación actuales del SENI, especialmente en las subestaciones Cabreto, Julio Sauri y Bonao III, son técnicamente compatibles con las exigencias de transmisión de datos en tiempo real para un sistema WAMS básico.

- La configuración de relés de protección como PMUs fue viable sin requerir inversión adicional en hardware, lo que representa una solución costo-efectiva y escalable.
- Los datos recolectados evidenciaron que WAMS ofrece una resolución temporal y capacidad de diagnóstico muy superior al SCADA tradicional, permitiendo detectar eventos subsegundo no observables con las herramientas actuales del sistema.
- El análisis comparativo SCADA vs WAMS valida empíricamente las ventajas del segundo en cuanto a velocidad de detección, precisión en frecuencia y capacidad de análisis post-evento.

Limitaciones del Estudio

Pese a los resultados prometedores, esta investigación enfrentó las siguientes limitaciones:

- La implementación se limitó a un conjunto piloto de tres subestaciones, lo cual restringe la representatividad de toda la red SENI.
- El estudio se enfocó en eventos puntuales de tensión y frecuencia. Un análisis a largo plazo bajo distintas condiciones operativas aún es necesario para validar la robustez del sistema.
- No se abordaron en profundidad los aspectos regulatorios, económicos ni los requerimientos de ciberseguridad asociados a la expansión de WAMS.

Trabajos Futuros

A partir de este estudio, se proponen las siguientes líneas de investigación y acción futura:

- Expansión progresiva del sistema WAMS a otras barras de 138 kV y nodos críticos del SENI.
- Integración de inteligencia artificial y modelos predictivos que utilizando los datos de PMUs, permitan anticipar fallas y automatizar respuestas del sistema.
- Evaluación económica completa del costo-beneficio de masificar la solución WAMS a nivel nacional considerando reducción de pérdidas, mejora en continuidad del servicio y soporte a renovables.

- Análisis de interoperabilidad SCADA–WAMS–EMS para construir un sistema de operación unificado y robusto frente a contingencias.

Agradecimiento

A la Empresa de transmisión dominicana ETED por la información facilitada para las simulaciones en su laboratorio de pruebas.

Referencias

- Bächli, R., Häusler, M., & Kranich, M. (2017). Teleprotection solutions with guaranteed performance using packet switched wide area communication networks. *2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/CPRE.2017.8090050>
- Bailey, D., & Wright, E. (2003). *Practical SCADA for Industry*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-5805-8.X5000-4>
- Bustamante, S., Pinzón, J. D., & Giraldo-Gómez, D. (2025). Evolution of Real-Time Dynamics Monitoring of Colombian Power Grid Using Wide-Area Monitoring System and High-Speed Big Data Analytics. *Sustainability*, 17(9). <https://doi.org/10.3390/su17093848>
- Cepeda, J. C., Echeverría, D. E., Chamba, M. S., Kamwa, I., & Rueda-Torres, J. L. (2025). Wide-Area Monitoring Protection and Control Supported Operation and Planning in the Ecuadorian Power System: Improving Security and Reliability. *IEEE Power and Energy Magazine*, 23(1), 59–68. <https://doi.org/10.1109/MPE.2024.3435811>
- Chintakindi, R., & Mitra, A. (2022). WAMS challenges and limitations in load modeling, voltage stability improvement, and controlled island protection—A review. *Energy Reports*, 8, 699–709. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.217>
- De La Ree, J., Centeno, V., Thorp, J. S., & Phadke, A. G. (2010). Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(1), 20–27. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2044815>

- Ejuh Che, E., Roland Abeng, K., Iweh, C. D., Tsekouras, G. J., & Fopah-Lele, A. (2025). The Impact of Integrating Variable Renewable Energy Sources into Grid-Connected Power Systems: Challenges, Mitigation Strategies, and Prospects. *Energies*, 18(3). <https://doi.org/10.3390/en18030689>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2011a). IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. *IEEE Std C37.118.2-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, 1–53. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2011.6111222>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2011b). *IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2011.6111219>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2021). IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control. *IEEE Std C37.242-2021 (Revision of IEEE Std C37.242-2013)*, 1–98. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2021.9574625>
- Karavas, C.-S. G., Plakas, K. A., Krommydas, K. F., Kurashvili, A. S., Dikaiakos, C. N., & Papaioannou, G. P. (2021). A Review of Wide-Area Monitoring and Damping Control Systems in Europe. *2021 IEEE Madrid PowerTech*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PowerTech46648.2021.9495037>
- Liu, X., Zeng, X., Yao, L., Rashed, G. I., & Deng, C. (2018). Power System State Estimation Based on Fusion of WAMS/SCADA Measurements: A Survey. *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/EI2.2018.8582102>
- López-De Alba, C. A., Apodaca-Zamora, F., & Ortiz-Muro, V. H. (2018). Implementación de un sistema de monitoreo de área amplia a escala de laboratorio para sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 19(2), 195–207. <https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2018.19n2.017>
- Moraes, G. R., Ambrósio, B. A. S., Pereira, J. L., Issicaba, D., Aquino, A. F. C., & Decker, I. C. (2022). Impact analysis of COVID-19 pandemic on the electricity demand, frequency control and

- electromechanical oscillation modes of the Brazilian Interconnected Power System using low voltage WAMS data. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 142, 108266. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108266>
- Mousavi-Seyedi, S. S., Aminifar, F., & Afsharnia, S. (2017). Application of WAMS and SCADA Data to Online Modeling of Series-Compensated Transmission Lines. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(4), 1968–1976. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2513378>
- Silva-Saravia, H., Singh, I., Chynoweth, J., Mateo, N., Mejia, M., Amadis, S., & Alvarez, R. (2020). *Islanding Detection and Resynchronization Based upon Wide-Area Monitoring and Situational Awareness in the Dominican Republic*. <https://doi.org/10.1109/TDLA47668.2020.9326202>
- Superintendencia de Electricidad (SIE) (2019). *Procedimiento para la operación del control automático de generación (ACG) del sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)*. Resolución. https://backup.sie.gob.do/wp-content/uploads/2021/06/SIE-098-2019-MEM-Emission_Procedimiento_OperacionAGC.pdf
- Torre, A., Cepeda, J., & Herrera, J. (2013). Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador SNI. *Ingenius*. <https://doi.org/10.17163/ings.n10.2013.04>
- Yang, N.-C., Huang, R., & Guo, M.-F. (2022). Distribution Feeder Parameter Estimation Without Synchronized Phasor Measurement by Using Radial Basis Function Neural Networks and Multi-Run Optimization Method. *IEEE Access*, 10, 2869–2879. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3140123>
- Zhang, F., Cheng, L., Li, X., Sun, Y., Gao, W., & Zhao, W. (2015). Application of a real-time data compression and adapted protocol technique for WAMS. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(2), 653–662. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2329092>