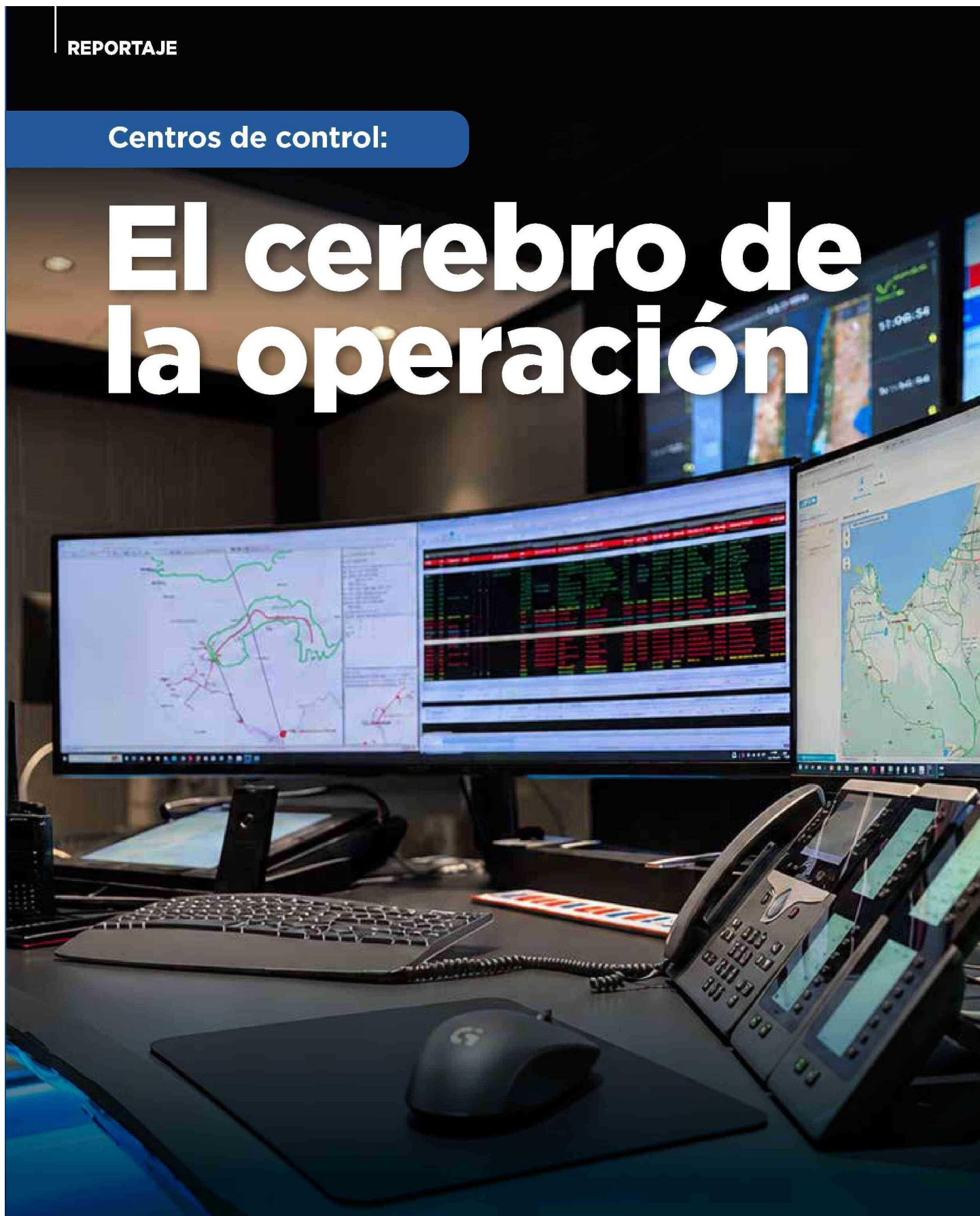


REPORTAJE

Centros de control:

El cerebro de la operación



LAS NUEVAS HERRAMIENTAS TECNOLÓGICAS PERMITEN FORTALECER EL MONITOREO, LA GESTIÓN Y LA RESPUESTA ANTE CONTINGENCIAS.

Los centros integrados de control y operación remota se han convertido en piezas clave para resguardar la continuidad y estabilidad del sistema eléctrico.

En la visión de Leonardo Prado, director de Operaciones de ISA Energía, esto es posible debido a que el avance en tecnología e inteligencia artificial “pone a nuestro alcance diferentes soluciones y herramientas de apoyo para la toma de decisión de los operadores, decisiones que en tiempo real pueden optimizar la operación del sistema eléctrico con mejores prestaciones en lo que a seguridad, economía y eficiencia operacional se refieren”.

Esto es complementado por Eduardo Amaro, jefe del Centro de Comando de Chilquinta Distribución, quien afirma que gracias al avance de la tecnología y las comunicaciones, “desde el centro de control podemos monitorear distintos puntos de la red en tiempo real, verificar las condiciones de operación, como lo son los ni-

veles de transferencia de las líneas, los niveles de tensión en el sistema entre otros, gracias a la automatización y segmentación de la red podemos coordinar de mejor forma los recursos en terreno y reducir los tiempos de respuesta ante contingencias”.

Respecto a sus beneficios, el ejecutivo de Chilquinta entrega un ejemplo: “Frente a la operación de una protección en un alimentador de Media Tensión, el primer control en el impacto a los clientes es la segmentación o selectividad del sistema, es decir sólo se ve afectada una porción del total de clientes; en segundo lugar y de forma automática, la red se reconfigura aislando en un tiempo menor a un minuto el sector de la falla, al mismo instante el operador toma control rápidamente de la situación analizando más alternativas de transferencia de clientes, con el objetivo de minimizar el impacto ejecutando maniobras remotas cuando existen equipos telecomandados y dirigiendo con mayor precisión a las brigadas al punto probable de falla”.



Cada puerta que vamos abriendo puede significar nuevas vulnerabilidades, las cuales deben ser revisadas y mitigadas”, Leonardo Prado

Conocer y operar

Para Luis Gutiérrez, profesor de la Facultad de Ingeniería y Ciencias y académico del Centro de Transición Energética, de la Universidad Adolfo Ibáñez (UAI), el apagón del 25 de febrero de 2025 ilustra el costo de operar sin visibilidad integrada.

“El informe de EPRI encargado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) mostró que durante la restauración no era posible conocer con precisión la topología de la red debido a falta de visibilidad y control, lo que obligó a las empresas coordinadas a enviar operadores física-

FOTO: GENTILEZA CHILQUINTA.



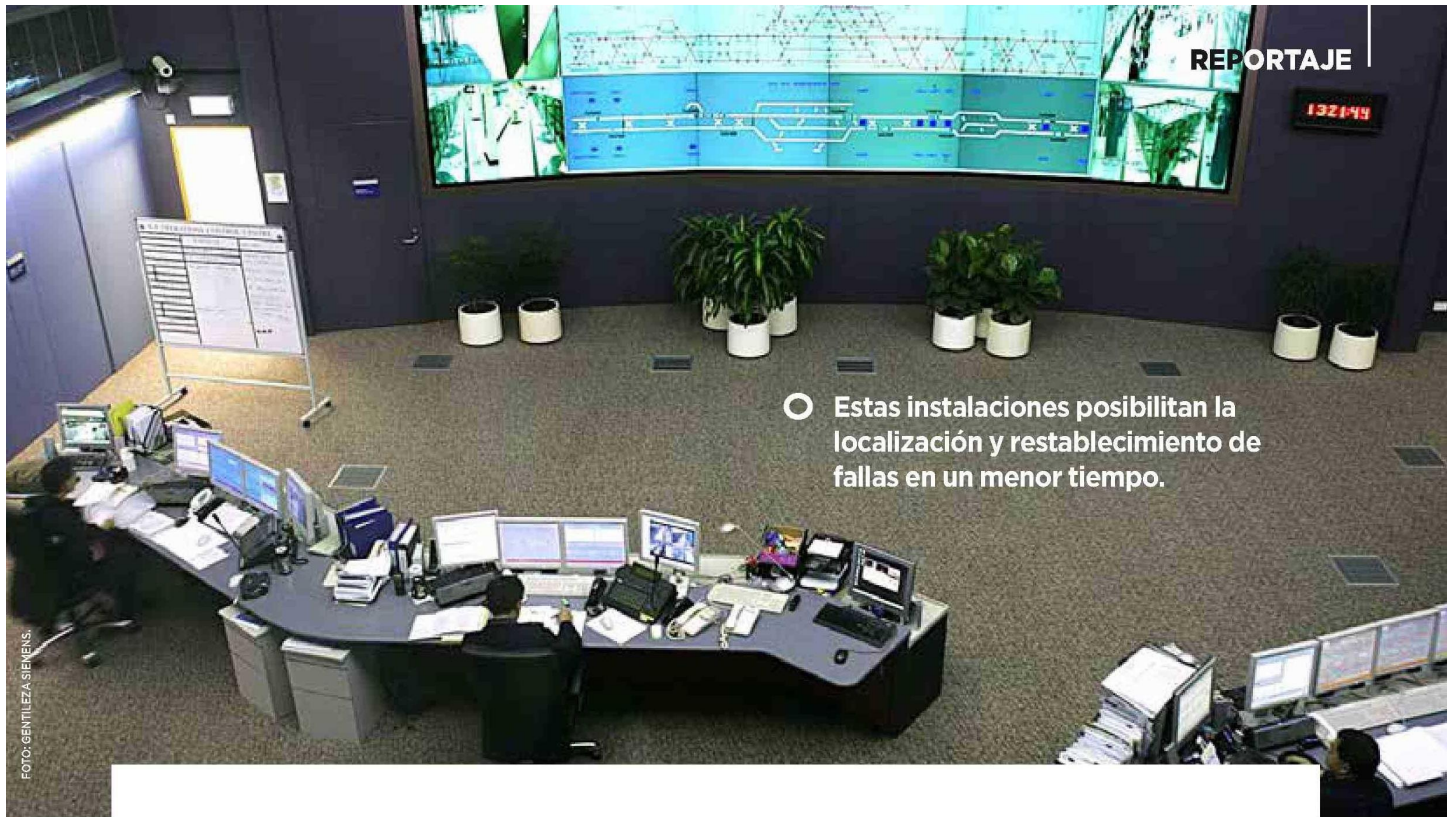
EDUARDO AMARO,
jefe del Centro de Comando de Chilquinta Distribución

mente a subestaciones remotas. Es más, de los informes de operación del CEN es evidente que el sistema Scada quedó inutilizable, congelado, y que incluso las comunicaciones telefónicas se vieron afectadas”, menciona.

“Maniobras que con un Scada robusto habrían tomado minutos, consumieron horas, dilatando significativamente la recuperación del suministro. En un sistema de más de 3.000 kilómetros, con muchas subestaciones que normalmente operan desatendidas, la visibilidad integrada en tiempo real no es una ventaja operacional sino una condición básica de funcionamiento seguro y eficiente”, añade.

Precisamente, el fortalecimiento de estas capacidades aparece hoy como uno de los principales desafíos del sistema eléctrico.

En un contexto marcado por el crecimiento de las energías renovables, una mayor complejidad operacional y nuevas exigencias de continuidad, contar con capacidades de supervisión en tiempo real permite optimizar la gestión de la infraestructura crítica y mejorar la capacidad de respuesta ante contingencias, detectando anomalías o fallas antes de que escalen. Así lo subraya Cristián



○ Estas instalaciones posibilitan la localización y restablecimiento de fallas en un menor tiempo.

“**Gracias a la automatización y segmentación de la red podemos coordinar de mejor forma los recursos en terreno**”, **Eduardo Amaro**

Vera, jefe de Operación Tiempo Real de ISA Energía, quien comenta que “la consolidación de la infraestructura de un Centro de Control permite supervisar cientos de subestaciones y líneas de

transmisión simultáneamente, eliminando la necesidad permanente de personal en cada instalación”.

En ese esce-

nario, destaca el Centro de Control con que cuenta la compañía, que “fue diseñado precisamente para fortalecer la supervisión y coordinación operativa de activos estratégicos del sistema eléctrico chileno, incorporando estándares avanzados de seguridad, monitoreo y continuidad operacional”.

Fortalecimiento

El sector eléctrico avanza hacia una operación cada vez más inteligente, predictiva y flexible.

En esa línea, la integración tec-

FOTO: GENTILEZA UAL



LUIS GUTIÉRREZ,
profesor de la Universidad Adolfo Ibáñez.



Los Centros Integrados de Operación & Control son el punto de convergencia OT e IT que transforma datos operativos en decisiones de alto impacto”, Ernesto Uribe

nológica y la capacidad de procesamiento de datos adquieren un rol cada vez más estratégico.

Ante lo cual, “los Centros Integrados de Operación & Control (CIOC) son el punto de convergencia OT e IT que transforma datos operativos en decisiones de alto impacto, son la single

FOTO: GENTILEZA ISA.



LEONARDO PRADO,
director de Operaciones de
ISA Energía.

source of truth para la planificación, la operación y el mantenimiento; son el futuro de la operación de las redes eléctricas del futuro”, expone Ernesto Uribe, Sales Manager de Siemens.

En términos de eficiencia, el ejecutivo de la multina-

cional releva el hecho que estas instalaciones posibilitan “la localización y restablecimiento de fallas en un menor tiempo, lo que representa un menor impacto en la operación de procesos industriales críticos, reduciendo la intervención manual con menos errores operativos y dependencia de personal en sitio, maximizando el uso del OPEX a lo largo del ciclo de vida del CIOC”.

“Sin centros integrados, la complejidad operativa de este nuevo paradigma energético sería inmanejable”, agrega Uribe.

Junto con las capacidades operacionales, otro de los focos que emerge con fuerza es la preparación de las redes frente a escenarios más complejos y expuestos.

Frente un sistema eléctrico que está incorporando más generación distribuida, electromovilidad, almacenamiento y nuevas exigencias de continuidad,

FOTO: GENTILEZA ISA.



CRISTIÁN VERA,
jefe de Operación Tiempo
Real de ISA Energía.

Eduardo Amaro menciona que los centros de control “deberán integrar más analítica de datos, automatización, pronósticos, un grado mayor de ciberseguridad y herramientas avanzadas de gestión de red. La tecnología será fundamental, pero el verdadero desafío estará en combinar esa capacidad tecnológica con equipos humanos preparados para tomar decisiones rápidas, seguras y coordinadas en escenarios cada vez más dinámicos y exigentes”.

Por otra parte, el académico de la UAI advierte que la digitalización que habilita los centros integrados de control también amplía la superficie de ataque, y ese equilibrio debe gestionarse explícitamente.

“Debiésemos esperar que en el futuro, esperemos no tan lejano, las redes de distribución también cuenten con un buen nivel de visibilidad para mejorar los tiempos de respuesta ante fallas,

activando mecanismos de automatización y despachando cuadrillas de forma proactiva”, resalta Gutiérrez.

Esto es



La consolidación de la infraestructura de un Centro de Control permite supervisar cientos de subestaciones y líneas de transmisión simultáneamente”, Cristián Vera

compartido por Leonardo Prado, quien recuerda que “no debemos dejar de lado la mirada de ciberseguridad, como saben cada puerta que vamos abriendo puede significar nuevas vulnerabilidades, las cuales deben ser revisadas y mitigadas”.


Mientras que para Ernesto Uribe, el siguiente paso de un CIOC es “su transformación hacia un nexo de coordinación y transición para redes adaptativas y bidireccionales, capaces de anticipar, adaptar y optimizar la operación de sistemas eléctricos complejos en tiempo real, garantizando resiliencia, sostenibilidad y eficiencia en un contexto de alta incertidumbre”. 

FOTO: GENTILEZA SIEMENS.



ERNESTO URIBE,
Sales Manager de Siemens.