CONCLUSIONES DERIVADAS DEL

II CONGRESO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

(15 y 16 de octubre de 2026, Santa Cruz de Tenerife)

De las ponencias expuestas durante las dos jornadas del Congreso pueden extraerse numerosas conclusiones, tanto de ámbito general como particular. Las redes de los sistemas eléctricos avanzados presentan denominadores comunes, como los de saturación, integración de renovables y autoconsumo, dificultades burocráticas y ambientales para su desarrollo e incorporación de nuevas herramientas tecnológicas para optimizar su funcionamiento en un sector cuya demanda crece a mayor ritmo que su propio desarrollo vegetativo. La transición energética exigirá una combinación equilibrada de generación renovable y almacenamiento de diferentes naturalezas y capacidades, de carácter centralizado y distribuido, flexibilidad operativa, innovación tecnológica y regulación normativa y procedimental capaz de asegurar simultáneamente sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad económica. No ayuda la renovación parcial del parque de generación térmica convencional, en la que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico no apostó por grupos de bajo mínimo técnico ni consumidores de biocombustibles, valorando principalmente el coste que supondrá para el sistema. Ello alejará a Canarias de los objetivos de descarbonización fijados por el propio Ministerio en el PNIEC. Sin embargo, alternativas y soluciones a los diversos desafíos que exigen los sistemas eléctricos aislados fueron presentados por ponentes de reconocido prestigio y solvencia técnica, y cuya síntesis se expone a continuación.

En el marco de las redes de transporte, se ha constatado que el enlace submarino entre Tenerife y La Gomera supone una infraestructura estratégica para la transición energética de los territorios insulares y un ejemplo internacional de integración eficiente de sistemas eléctricos aislados. El proyecto, consistente en una interconexión de 66 kV formada por dos circuitos de corriente alterna de 55 MVA cada uno, con 36 km de cable submarino y una profundidad máxima de 1.145 metros, lo sitúa entre las actuaciones de mayor complejidad técnica desarrolladas en entornos insulares. Más allá de su función como infraestructura de transporte, el enlace permite operar conjuntamente los sistemas eléctricos de Tenerife y La Gomera, incrementando la seguridad de suministro, reforzando la resiliencia ante contingencias y facilitando el intercambio de recursos de generación entre ambas islas. Desde el punto de vista energético, la interconexión se presenta como una herramienta fundamental para favorecer la penetración de energías renovables, reducir vertidos de producción limpia, optimizar la gestión de la demanda y mejorar la estabilidad de sistemas eléctricos caracterizados por su reducido tamaño y escasa inercia. La experiencia demuestra que las interconexiones pueden desempeñar un papel equivalente al de un mecanismo de flexibilidad territorial, permitiendo compartir recursos y reducir la dependencia de generación convencional de respaldo. La

planificación ambiental exigida por este proyecto representó otro desafío, puesto que el trazado atravesaba un entorno de elevada sensibilidad ecológica con espacios marinos protegidos, áreas de interés para cetáceos y zonas sometidas a diferentes figuras de protección, circunstancia que hizo necesario desarrollar durante años campañas oceanográficas, geofísicas, geotécnicas y ambientales para seleccionar el corredor más adecuado y minimizar los impactos. Desde la perspectiva de la ingeniería, los principales retos estuvieron asociados a la compleja orografía submarina de origen volcánico, las fuertes pendientes costeras, la actividad sísmica regional y la coexistencia con otras infraestructuras marinas, requiriendo soluciones específicas de protección y tendido, así como medidas de cruce seguro con cables de telecomunicaciones. Entre los beneficios esperados destacan una reducción de emisiones próxima a 16 kt de CO_2 anuales, una mayor eficiencia en la explotación del sistema eléctrico, una disminución de los costes globales de generación y una contribución directa a los objetivos de descarbonización establecidos por la planificación energética nacional. En conjunto, el proyecto Tenerife-La Gomera evidencia que la transición energética de los sistemas aislados requiere una combinación integrada de redes robustas, interconexiones, almacenamiento y generación renovable, confirmando que las conexiones submarinas son hoy infraestructuras estratégicas capaces de mejorar simultáneamente la sostenibilidad, la competitividad y la seguridad energética de los territorios insulares.

Si ponemos el foco en las redes de distribución, estas atraviesan el cambio más profundo de su historia: el paso de «redes que obedecen» a «redes que piensan». La situación actual está caracterizada por la electrificación de la demanda, la generación renovable distribuida, los flujos bidireccionales y una operación cada vez más compleja e impredecible. A esto se suman el aumento de solicitudes de conexión y los eventos meteorológicos extremos, que exigen mayor resiliencia. En el caso canario, la complejidad se agrava por la insularidad: ocho islas, cinco sistemas aislados, unos 26.400 km de red, cerca de 1,3 millones de suministros, más de 10.000 centros de distribución y 92 subestaciones, con redes radiales en «peine» que la orografía impide mallar. Frente a ello, la inteligencia artificial, apoyada en datos en tiempo real, permite sustituir las reglas estáticas por sistemas que aprenden, anticipan y deciden. Se propone un nuevo paradigma de red en tres capas (potencia, comunicaciones e IA) y una evolución de la operación en cuatro estadios: local, telecontrol, automatización y, finalmente, «IA opera». Ejemplos como el sistema LARS/FLISR, que localiza averías y repone el suministro en minutos con lógica de red autorreparable; las aplicaciones avanzadas OPF-TELBAT, que optimizan pérdidas y reactiva y ya automatizan en torno a un 10 % de las maniobras; asistentes virtuales y análisis de reclamaciones en atención al cliente; y la detección de

pérdidas no técnicas mediante machine learning, con unas 500.000 inspecciones anuales y una mejora del 30 % en la tasa de acierto, son ejemplos de aplicación de esta nueva estructura lógica. En mantenimiento se citan el mantenimiento predictivo (Proyecto Pastora), la inspección con drones, LiDAR y satélite, el proyecto AERIAL-CORE, la robótica en tensión SKYBOT, la delimitación volumétrica de zonas de seguridad con cámaras e IA y el proyecto de resiliencia RESISTO en Doñana. En planificación, el gemelo digital de red permite simular escenarios de vehículo eléctrico, autoconsumo y descarbonización, y planificar sobre simulación y no sobre intuición. Los beneficios finales alcanzan a la sociedad: menos interrupciones, ahorro económico, mayor penetración renovable y un cliente protagonista. Sin embargo, el reto no es la tecnología, sino el dato, el sistema y las personas: calidad del dato, explicabilidad, interoperabilidad, ciberseguridad, ética y privacidad, y talento. Resolver estos desafíos es lo que separa un piloto brillante de una red que funciona sola. La conclusión apunta a redes autónomas, decisión distribuida, IA embebida en el borde y un «sistema vivo» que aprende y evoluciona, con la idea de que la misma infraestructura, multiplicada por el dato y la inteligencia, permitirá anticipar en lugar de reaccionar. Para los sistemas eléctricos aislados es una vía realista para ganar seguridad, calidad y capacidad de integrar renovables sin mallar físicamente la red, a condición de resolver primero el dato, la gobernanza y las personas.

La experiencia de California fue objeto de análisis, dado que ha integrado grandes volúmenes de solar y almacenamiento con baterías en un sistema eléctrico moderno y orientado al mercado. CAISO, operador independiente sin ánimo de lucro y neutral tecnológicamente, gestiona la red de alta tensión de cerca del 80 % de California y parte de Nevada, proporcionando servicio a 32 millones de personas. En 2025 entregó 239,2 millones de MWh y movió un mercado anual de 14.900 millones de dólares. Sus funciones incluyen operar los mercados mayoristas diario y en tiempo real, mantener la fiabilidad y supervisar la planificación del transporte, además de dirigir el mercado regional de desequilibrios (WEIM), que desde 2014 acumula más de 8.600 millones de dólares de beneficios y más de 1,1 millones de toneladas de CO_2 evitadas, y de preparar el mercado diario ampliado (EDAM). El contexto energético californiano está marcado por objetivos legislativos progresivos, desde el 20 % renovable en 2017 hasta el 100 % de ventas minoristas limpias en 2045, con hitos del 90 % en 2035 y del 95 % en 2040, y por un crecimiento muy rápido de la capacidad: unos 31 GW nuevos entre 2020 y febrero de 2026 y más de 22 GW previstos hasta 2030. El almacenamiento supera ya los 17 GW instalados, frente a una demanda récord de 52 GW, con otros 13 GW contratados hasta 2029. Estos recursos obtienen valor por dos vías: la capacidad, mediante contratos

bilaterales de adecuación de recursos, y la energía, participando en los mercados de CAISO. Los servicios complementarios, que fueron el primer nicho de las baterías, se saturaron con rapidez, de modo que hoy los ingresos de energía se basan casi exclusivamente en el arbitraje de precios. El almacenamiento puede ofertar todos los productos del mercado, con modelos específicos como el recurso no generador, el híbrido y el colocalizado, seguimiento del estado de carga y una optimización multi-intervalo que lo despacha implícitamente según los diferenciales de compra y venta. Los datos muestran que las baterías cargan de forma constante en horas solares y descargan en la punta de carga neta, aplanando la curva que deben cubrir los recursos convencionales y respondiendo con solidez a rampas extremas, como la rampa solar negativa de 10,4 GW registrada en enero de 2026. La integración renovable se apoya en un conjunto amplio de herramientas: baterías, adecuación de recursos, diseño de mercado con despacho prospectivo, participación económica de solar y eólica, productos de rampa y mejores previsiones, además de sanciones por incumplimiento e integración regional. Como efecto secundario, la creciente demanda de carga de las baterías está desplazando la punta diaria hacia el mediodía en invierno. Las conclusiones destacan que la red californiana se define por su peso solar, bien complementado por el almacenamiento, que su desarrollo responde a políticas públicas proactivas, que el almacenamiento puede desplegarse a escala y participar en los mercados como otros activos, y que su economía lo lleva a cargar con sol y descargar en las puntas. En definitiva, si se trata el almacenamiento como pieza estructural, se fijan objetivos y señales regulatorias claras, se diseña una remuneración que no dependa solo del arbitraje, se incorporan herramientas operativas de rampa y previsión, y se anticipan los cambios en la forma de la demanda, es posible aplicar el modelo californiano a Tenerife, siempre adaptando la experiencia a la menor escala y asumiendo la ausencia de interconexión con otros territorios.

El caso de Madeira, explicado a través de EEM (Empresa de Electricidade da Madeira), permite contemplar una alternativa de gestión de un sistema eléctrico aislado de dimensiones más reducidas que el tinerfeño, pero con ciertas similitudes en lo que se refiere a la densidad poblacional, dependencia del sector servicios, ultraperiferia y régimen fiscal especial. EEM integra generación, operación del sistema, distribución y comercialización de los sistemas eléctricos de Madeira y Porto Santo, dos redes sin interconexión entre sí ni con el continente. Con datos de 2025, Madeira cuenta con unos 405 MW instalados, una punta de 168 MW, unos 938 GWh inyectados a red y una cuota renovable del 37,5 %, mientras que Porto Santo dispone de 20,7 MW, una punta de 7,6 MW y solo un 9,6 % renovable, con un 90 % de potencia térmica. Los objetivos son

alcanzar el 50 % renovable en 2027/28, al menos el 55 % en 2030 y el 95 % en 2050. La estrategia operativa prioriza la seguridad, mantiene una reserva rodante igual o superior a la mayor unidad conectada y maximiza la integración renovable, con un orden de mérito en el que antes se exigía un mínimo de cuatro grupos térmicos y hoy se persigue el «cero térmico». Para lograrlo, EEM ha desplegado activos estratégicos: dos centrales de bombeo reversible (Socorridos, 24 MW, y Calheta III, 30 MW), ambas capaces de funcionar como compensador síncrono; cuatro sistemas de baterías, dos en Madeira (Vitória, 16,4 MW, y Caniçal, 24 MW) y dos en Porto Santo (4,3 MW y 8,9 MW); un compensador síncrono de ±15 Mvar operativo desde julio de 2025; y un código de red propio desde 2019 con requisitos escalonados por potencia. Sin generación térmica, los servicios de sistema (inercia, regulación de frecuencia, control de tensión y potencia de cortocircuito) deben proveerse mediante baterías, bombeo y compensadores síncronos, siendo el RoCoF elevado el riesgo crítico. Los resultados medidos acreditan una reducción sustancial de las variaciones de frecuencia con baterías, mínimo térmico que pasa de 30 MW a 0 MW, un máximo instantáneo del 90 % renovable en Madeira en marzo de 2025, un día con cerca del 80 % renovable y un disparo de tres motores (unos 26 MW) absorbido sin consecuencias graves. En Porto Santo se lograron en septiembre de 2026 las primeras horas sin térmica y en octubre un día con cero térmica desde las 9:30 hasta medianoche y más del 75 % renovable. La hoja de ruta futura incluye más almacenamiento de gran escala, flexibilidad de la demanda, contadores inteligentes, gestión de vehículo eléctrico (V1G/V2G), comunidades energéticas, sistemas ADMS/DERMS e inteligencia artificial. En definitiva, es posible importar el modelo madeirense planificando desde el inicio un paquete coherente de almacenamiento, bombeo y compensación síncrona; definiendo requisitos técnicos y procedimientos de conexión exigentes; escalonando los hitos de operación sin térmica; aprovechando la financiación europea con proyectos maduros; y apostando por el talento técnico. Sin embargo, la ausencia de un operador integrado o de una entidad con funciones específicas en la coordinación de operadores en el sistema eléctrico tinerfeño complican la tarea, alejándose los objetivos establecidos en el PNIEC para 2030.

Islandia representa uno de los casos más exitosos de transición energética en territorios con recursos geotérmicos, poniendo de manifiesto cómo esta fuente renovable ha contribuido de manera decisiva al desarrollo económico, la seguridad energética y la sostenibilidad del país. La principal lección que se desprende es que la geotermia no debe considerarse únicamente una tecnología de generación eléctrica, sino una herramienta estratégica de transformación territorial capaz de reducir la dependencia energética exterior, impulsar nuevas actividades económicas y fortalecer la resiliencia de

sistemas eléctricos aislados. La evolución islandesa demuestra que una apuesta sostenida por la valorización de los recursos geológicos locales permitió pasar de una elevada dependencia de combustibles fósiles importados a un modelo basado mayoritariamente en energías renovables, con importantes beneficios económicos y ambientales.

Desde el punto de vista técnico, la experiencia de Islandia pone de relieve una de las principales fortalezas de la geotermia para los sistemas insulares: su capacidad para proporcionar energía renovable firme y gestionable, independiente de las condiciones meteorológicas y disponible de forma continua durante todo el año. Esta característica la diferencia de otras energías renovables variables y la convierte en un elemento particularmente valioso para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico, reducir necesidades de respaldo fósil y facilitar una mayor integración de la energía eólica y fotovoltaica.

Aunque existen diferencias evidentes en escala, clima y estructura económica, tanto Islandia como Tenerife comparten elementos clave: son sistemas energéticos aislados, presentan dependencia de recursos energéticos externos y disponen de un origen volcánico que ofrece potencial para el desarrollo geotérmico. En este contexto, la experiencia islandesa sugiere que la geotermia podría desempeñar en Tenerife un papel estratégico como fuente renovable de base, contribuyendo simultáneamente a la descarbonización, a la seguridad de suministro y a la reducción de la exposición a la volatilidad de los mercados energéticos internacionales. Aún es pronto para cuantificar si el recurso geotérmico encontrado en Vilaflor es lo suficientemente abundante. En un plazo aproximado de seis meses podrá determinarse con mayor precisión el potencial de esta energía en Tenerife.

Otro aspecto especialmente relevante es la necesidad de analizar la geotermia desde una perspectiva multisectorial. La experiencia de Islandia acredita que el mayor valor económico de este recurso no procede únicamente de la electricidad, sino también de sus usos térmicos asociados, incluyendo climatización, procesos industriales, turismo termal, agricultura, acuicultura y gestión eficiente del agua. Para Tenerife, esta visión abre oportunidades de gran interés en sectores estratégicos como el turismo, la desalación, la agroindustria y la economía circular, generando cadenas de valor adicionales y reforzando la competitividad de la isla.

Como conclusión principal, la experiencia islandesa muestra que el desarrollo geotérmico requiere visión de largo plazo, apoyo institucional y una apuesta decidida por la exploración de recursos. Para Tenerife, la gran enseñanza es que la geotermia puede convertirse en un activo estratégico de primer nivel, capaz de complementar al resto de renovables, aportar estabilidad a un sistema eléctrico aislado y generar beneficios económicos que trascienden el sector energético Más que una tecnología adicional dentro del mix energético, la geotermia se presenta como una oportunidad para construir un modelo de desarrollo más autónomo, resiliente y sostenible, alineado con los objetivos de transición energética y seguridad de suministro que afrontan actualmente los territorios insulares, siempre que los sondeos realizados concluyan con datos ilusionantes.

El caso práctico del Teleférico del Teide resulta de gran interés para los sistemas eléctricos aislados al mostrar cómo una infraestructura crítica ubicada en el Parque Nacional del Teide ha evolucionado hacia una microrred avanzada basada en generación renovable, almacenamiento energético y control inteligente. Más allá de su dimensión tecnológica, el proyecto actúa como un laboratorio real que reproduce, a pequeña escala, muchos de los retos que afronta actualmente el sistema eléctrico de Tenerife en su proceso de transición energética.

La instalación opera en un entorno excepcionalmente complejo, con varios emplazamientos situados entre los 2.200 y los 3.500 metros de altitud, conectados mediante una red propia y sometidos a condiciones meteorológicas extremas, fuertes limitaciones ambientales y ausencia de conexión con una red eléctrica exterior de respaldo. Esta situación obliga a garantizar en todo momento la seguridad y continuidad del suministro mediante recursos propios, reproduciendo muchas de las características que definen a los sistemas eléctricos insulares.

Uno de los principales aprendizajes del proyecto es que la transición energética no puede centrarse exclusivamente en incorporar más generación renovable. La experiencia demuestra que la gestión de la demanda resulta igualmente importante. La implantación del sistema ESFOR, capaz de recuperar energía de frenado y reutilizarla en los arranques del teleférico, permitió reducir picos de potencia, mejorar la estabilidad y optimizar el aprovechamiento energético. Esta conclusión es directamente extrapolable a Tenerife, donde la flexibilidad de la demanda deberá convertirse en un recurso estratégico para facilitar una integración masiva de energías renovables.

La segunda gran enseñanza es la importancia del almacenamiento energético. El proyecto combina distintas tecnologías con funciones complementarias: sistemas de respuesta rápida para absorber transitorios y sistemas de baterías de mayor capacidad para aportar energía, estabilidad y autonomía. Esta estrategia evidencia que no existe una única solución de almacenamiento y que los futuros sistemas eléctricos insulares necesitarán combinar diferentes tecnologías para cubrir servicios de regulación, reserva y gestión de energía.

Asimismo, la experiencia pone de manifiesto que la estabilidad de redes con alta penetración renovable dependerá cada vez más de sistemas avanzados de control y de electrónica de potencia capaz de reaccionar de forma autónoma ante perturbaciones. Los problemas detectados durante la operación, relacionados con calidad de suministro, armónicos, sobretensiones, coordinación entre convertidores o potencia de cortocircuito limitada, son precisamente algunos de los desafíos que afrontará el sistema eléctrico de Tenerife a medida que aumente la participación de recursos renovables distribuidos.

El Teleférico del Teide constituye una referencia práctica para la evolución futura del sistema energético insular. Su experiencia demuestra que el éxito de la transición energética en sistemas aislados no dependerá únicamente de instalar más potencia renovable, sino de integrar de forma coordinada generación, almacenamiento, gestión activa de la demanda, redes inteligentes y sistemas de control robustos. En este sentido, el teleférico actúa como una representación a escala reducida del futuro sistema eléctrico de Tenerife y confirma que la descarbonización de las islas exigirá combinar tecnología, flexibilidad operativa y resiliencia para garantizar simultáneamente sostenibilidad, seguridad de suministro y eficiencia económica.

El almacenamiento subterráneo de aire comprimido podría ser una de las tecnologías llamadas a desempeñar un papel relevante en la descarbonización de los sistemas eléctricos aislados. El desarrollo de una nueva generación de sistemas CAES (Compressed Air Energy Storage) mediante la tecnología denominada CAES de Ciclo Combinado (CCC), diseñada para mejorar la eficiencia y viabilidad económica de las soluciones tradicionales de almacenamiento por aire comprimido, puede suponer un gran avance en los sistemas de acumulación de aire.

Como se ha constatado en varias ponencias, el despliegue masivo de energías renovables no garantiza por sí solo la transición energética. A medida que aumenta la penetración de energía eólica y fotovoltaica aparecen limitaciones operativas vinculadas

a la gestión de excedentes, los vertidos energéticos y la estabilidad del sistema. Incluso con niveles relativamente moderados de penetración renovable ya se observan situaciones en las que parte de la energía producida no puede aprovecharse, lo que pone de manifiesto la necesidad de incorporar nuevas capacidades de almacenamiento.

En este contexto, el almacenamiento energético emerge como una infraestructura estratégica para los sistemas eléctricos insulares. Frente a las baterías convencionales, especialmente eficaces para servicios de regulación rápida y almacenamiento de corta duración, la tecnología CCC se plantea como una alternativa capaz de almacenar grandes cantidades de energía durante periodos prolongados, proporcionando respaldo al sistema en situaciones de baja producción renovable o elevada demanda. El proyecto, desarrollado en La Gomera, puede resultar particularmente valioso para Tenerife, cuya interconexión eléctrica con la isla colombina puede facilitar la compensación de desequilibrios energéticos.

Uno de los aspectos más innovadores del proyecto es su adaptación a entornos geológicos volcánicos mediante la utilización de cavernas artificiales excavadas en roca dura para almacenar aire comprimido. Esta característica tiene un interés especial para Canarias, ya que permite explorar soluciones de almacenamiento energético de gran capacidad aprovechando condiciones geológicas propias del archipiélago. La propuesta transforma así una característica geológica singular en una posible ventaja competitiva para el desarrollo de infraestructuras energéticas avanzadas.

Desde la perspectiva de Tenerife, una de las conclusiones más relevantes es la posible integración futura entre almacenamiento subterráneo de aire comprimido y geotermia. Ambas tecnologías podrían desarrollar importantes sinergias, mejorando los rendimientos energéticos globales y aportando una mayor firmeza al sistema eléctrico insular. Si los recursos geotérmicos actualmente en exploración demuestran viabilidad técnica y económica, esta combinación podría constituir una solución especialmente adecuada para avanzar hacia un sistema eléctrico descarbonizado y resiliente.

En términos estratégicos, el proyecto PUSH-CCC muestra que las tecnologías de almacenamiento de larga duración pueden convertirse en un elemento esencial para reducir vertidos, incrementar la penetración renovable y garantizar la estabilidad de sistemas eléctricos aislados. Más allá de la tecnología concreta, la experiencia presentada refuerza una idea fundamental para Canarias: la transición energética exigirá una combinación equilibrada de generación renovable, almacenamiento, flexibilidad

operativa e innovación tecnológica capaz de asegurar simultáneamente sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad económica.

Desde la perspectiva de la demanda, el transporte público electrificado de alta capacidad supone un impacto para cualquier sistema eléctrico. La implantación de un sistema ferroviario electrificado sobre el sistema eléctrico de Tenerife exigirá integrar nuevas demandas eléctricas de gran magnitud sin comprometer la seguridad, estabilidad y eficiencia de una red aislada. La investigación se enmarca en un contexto de transformación energética caracterizado por la creciente penetración de energías renovables y la progresiva electrificación de sectores tradicionalmente dependientes de combustibles fósiles.

El estudio parte de una premisa fundamental: los sistemas eléctricos aislados presentan una sensibilidad mucho mayor que las grandes redes continentales ante la incorporación de cargas significativas. La ausencia de interconexiones exteriores, la limitada potencia de cortocircuito y la menor inercia del sistema hacen que cualquier nueva infraestructura eléctrica de gran escala tenga una influencia directa sobre la operación de la red. En este contexto, un ferrocarril electrificado no debe entenderse únicamente como un proyecto de movilidad sostenible, sino también como un nuevo agente energético con capacidad para modificar los patrones de demanda, los flujos de potencia y las condiciones de estabilidad del sistema eléctrico insular.

La investigación desarrolla modelos específicos para analizar el comportamiento conjunto de la infraestructura ferroviaria y del sistema eléctrico previsto para Tenerife en el horizonte 2035-2036. Los resultados muestran que la demanda asociada al tren presenta características particulares, con elevados consumos instantáneos durante los procesos de aceleración y variaciones rápidas de carga que pueden generar impactos relevantes sobre la tensión, el equilibrio entre fases y la operación general de la red si no se diseñan adecuadamente las soluciones de integración.

Uno de los aspectos más destacados es la necesidad de coordinar la planificación ferroviaria con la planificación energética. La ubicación de subestaciones, el diseño de los sistemas de alimentación, la selección de tecnologías de electrificación y la incorporación de equipos específicos para mejorar la calidad del suministro deben analizarse conjuntamente para minimizar impactos y optimizar inversiones. Entre las alternativas evaluadas destacan los convertidores estáticos de frecuencia, capaces de

reducir desequilibrios eléctricos y facilitar la integración de la demanda ferroviaria en la red insular.

Desde una perspectiva estratégica, el futuro tren de Tenerife debe considerarse una oportunidad para acelerar la transición energética. Aunque supondrá un incremento de la demanda eléctrica, también contribuirá a la reducción de emisiones asociadas al transporte y permitirá avanzar hacia un modelo de movilidad más eficiente y sostenible. Además, la evolución tecnológica abre la puerta a incorporar sistemas de recuperación de energía de frenado, almacenamiento energético y gestión inteligente de la demanda, transformando progresivamente la infraestructura ferroviaria en un elemento activo de flexibilidad para el sistema eléctrico.

En definitiva, el éxito del proyecto ferroviario dependerá de su integración temprana dentro de la planificación energética de la isla. La experiencia analizada demuestra que, en sistemas eléctricos aislados, las infraestructuras de transporte y las infraestructuras energéticas deben concebirse de forma conjunta. Para Tenerife, el ferrocarril representa simultáneamente un desafío técnico y una oportunidad estratégica: un desafío por las nuevas exigencias que impondrá a la red eléctrica y una oportunidad porque puede actuar como catalizador de inversiones en almacenamiento, digitalización, gestión de la demanda y modernización del sistema. Como conclusión, la electrificación ferroviaria puede convertirse en un elemento clave para la descarbonización de la isla siempre que vaya acompañada de una visión integrada que combine movilidad sostenible, planificación energética y resiliencia de un sistema eléctrico aislado.

La viceconsejera de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Energía del Gobierno de Canarias, Dª. Julieta C. Schallenberg Rodriguez ofreció una visión estratégica de los retos y oportunidades que afronta Canarias para alcanzar la descarbonización de su sistema energético antes de 2040. La realidad estructural condiciona el desarrollo económico y energético del archipiélago: su elevada dependencia de combustibles fósiles importados, especialmente del petróleo, tanto para la generación eléctrica como para el transporte. En este contexto, la transición energética no se plantea únicamente como una obligación climática, sino también como una oportunidad para mejorar la seguridad energética, reducir costes a largo plazo y reforzar la autonomía de los sistemas insulares.

El principal desafío de Canarias es su condición de sistema eléctrico fragmentado y aislado. Las islas operan mediante sistemas eléctricos independientes, sin

interconexiones con redes continentales y con capacidad limitada para absorber perturbaciones o compensar desequilibrios mediante recursos externos. Esta singularidad obliga a diseñar soluciones específicas para garantizar simultáneamente seguridad de suministro, penetración renovable y estabilidad operativa.

En los últimos años se han producido avances significativos, especialmente en la implantación de energía solar fotovoltaica, autoconsumo y generación renovable. Sin embargo, el verdadero reto ya no consiste únicamente en instalar más potencia renovable, sino en lograr que esa energía pueda integrarse eficazmente en la operación diaria del sistema. La existencia de vertidos energéticos, las limitaciones de almacenamiento y las restricciones asociadas a los grupos térmicos convencionales muestran que la capacidad de integración renovable se está convirtiendo en el principal factor limitante de la transición energética.

Desde la perspectiva de Tenerife, una de las conclusiones más relevantes es que el almacenamiento energético se convertirá en la infraestructura crítica de la próxima década. El crecimiento previsto de la energía solar y eólica exigirá incorporar baterías, sistemas de hidrobombeo y nuevas tecnologías de almacenamiento de larga duración capaces de absorber excedentes renovables y aportar estabilidad al sistema. Sin estas herramientas, la ampliación de la capacidad renovable tendrá un efecto limitado sobre la reducción efectiva de combustibles fósiles.

La electrificación del transporte, la climatización y otros sectores económicos incrementará de forma significativa la demanda eléctrica de la isla. Por ello, la transición energética deberá abordarse desde una visión integral que combine generación renovable, almacenamiento, refuerzo de redes, digitalización y gestión inteligente de la demanda. El consumidor pasará a desempeñar un papel activo mediante el autoconsumo, el almacenamiento distribuido y la participación en mecanismos de flexibilidad.

Otro aspecto estratégico es el potencial de tecnologías renovables complementarias. La exploración geotérmica actualmente en desarrollo en Tenerife será una oportunidad de especial interés, ya que permitiría disponer de generación renovable firme y gestionable, capaz de complementar la variabilidad de la energía solar y eólica, al igual que el potencial de la eólica marina flotante y de nuevos modelos de aprovechamiento energético compatibles con las limitaciones territoriales y ambientales de las islas.

Como conclusión general, el futuro energético de Tenerife dependerá menos de la capacidad para instalar nuevas renovables y más de la capacidad para gestionar un sistema eléctrico aislado cada vez más complejo. La descarbonización requerirá combinar almacenamiento, flexibilidad, digitalización, electrificación y nuevas tecnologías gestionables dentro de una estrategia coherente de largo plazo. Para las administraciones públicas y los profesionales del sector, la principal lección es que la transición energética en sistemas insulares constituye, ante todo, un desafío de integración y operación, donde la planificación de infraestructuras, la innovación tecnológica y la coordinación institucional serán tan importantes como el propio despliegue de energías renovables.

La directora de Regulación y Financiera de UNEF, Dª. Cristina Torres-Quevedo, sitúa al almacenamiento energético como el elemento clave para garantizar el éxito de la transición energética, especialmente en sistemas eléctricos aislados como el de Tenerife. El principal desafío ya no es incrementar la potencia renovable instalada, sino gestionar eficientemente la energía producida para maximizar su aprovechamiento y mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

La evolución reciente de la energía fotovoltaica en España y Europa demuestra que el despliegue renovable está avanzando a gran velocidad. Sin embargo, este crecimiento está generando nuevos desafíos operativos, entre ellos un aumento de los vertidos energéticos, la aparición de horas con precios muy bajos o incluso negativos y una reducción del valor económico de la energía producida en determinados momentos del día. Esta situación pone de manifiesto que generar energía renovable no es suficiente si el sistema carece de capacidad para almacenarla y desplazarla hacia los periodos en los que realmente es necesaria.

En este contexto emerge el almacenamiento como la infraestructura estratégica que permitirá incrementar la penetración renovable sin comprometer la seguridad de suministro. Las baterías permiten absorber excedentes de generación, reducir vertidos, desplazar energía desde las horas de mayor producción hasta las de mayor demanda y disminuir la dependencia de tecnologías fósiles convencionales. Además, aportan servicios esenciales para la operación de la red, como regulación de frecuencia, control de tensión, gestión de reservas y respuesta rápida frente a incidencias. Estas funciones adquieren una importancia aún mayor en territorios insulares donde no existen interconexiones eléctricas que permitan apoyarse en sistemas vecinos ante desequilibrios o contingencias.

Desde la perspectiva de Tenerife, el almacenamiento debe considerarse una infraestructura básica de la transición energética y no un elemento complementario. A medida que aumente la potencia instalada de energía solar y eólica, también crecerá la necesidad de incorporar sistemas capaces de gestionar la variabilidad de estas fuentes. La experiencia presentada indica que la capacidad de almacenamiento será tan determinante para alcanzar los objetivos de descarbonización como la propia expansión de las energías renovables.

En este sentido, es preciso planificar conjuntamente la generación renovable y el almacenamiento. Las baterías incrementan el valor de la energía fotovoltaica al permitir que una parte significativa de la producción se utilice en momentos de mayor demanda, optimizando el funcionamiento global del sistema y reduciendo pérdidas energéticas. Este enfoque resulta especialmente relevante para Tenerife, donde el crecimiento previsto de la producción renovable requerirá soluciones cada vez más sofisticadas para evitar limitaciones operativas y vertidos de energía limpia.

Otro aspecto relevante es el papel de la regulación. Las modificaciones previstas en el marco regulatorio de los Sistemas No Peninsulares están orientadas a facilitar la integración del almacenamiento y reconocer adecuadamente el valor de los servicios que presta al sistema. Se constata que el desarrollo tecnológico ya está suficientemente maduro; el principal reto consiste ahora en crear señales económicas y marcos regulatorios estables que permitan acelerar las inversiones necesarias.

En definitiva, el futuro del sistema eléctrico de Tenerife dependerá de su capacidad para combinar renovables y almacenamiento dentro de una estrategia integrada. La transición energética insular no estará determinada únicamente por la cantidad de energía limpia que pueda instalarse, sino por la capacidad para almacenarla, gestionarla y utilizarla de forma eficiente. El almacenamiento ha dejado de ser una tecnología de apoyo para convertirse en un activo estratégico indispensable para garantizar la seguridad de suministro, maximizar el aprovechamiento de los recursos renovables y avanzar hacia un modelo energético descarbonizado y resiliente.

El socio fundador de SAMSO EDS, D. Joan Herrera Torres, analizó los desafíos que afrontan los sistemas eléctricos insulares a medida que aumenta la penetración de energías renovables y plantea una reflexión especialmente relevante para Canarias: el principal obstáculo para avanzar hacia la descarbonización no es tecnológico, sino

regulatorio y operativo. En su exposición sostiene que los sistemas eléctricos canarios presentan características radicalmente diferentes a las de los mercados continentales, ya que funcionan como sistemas aislados donde la seguridad de suministro depende de recursos locales y de decisiones operativas específicas.

El estudio muestra que Canarias se encuentra en una nueva fase de la transición energética. Durante años, el objetivo prioritario fue incrementar la capacidad de generación renovable instalada. Sin embargo, la experiencia reciente demuestra que el verdadero reto consiste ahora en integrar eficazmente esa energía en la operación real del sistema. La aparición creciente de vertidos renovables evidencia que existen momentos en los que la generación disponible supera la capacidad de absorción de la red, obligando a desaprovechar una parte de la energía limpia producida.

A efectos comparativos, Gran Canaria ya registra niveles significativos de vertidos renovables, mientras que Tenerife comienza a experimentar limitaciones similares, aunque todavía en una fase menos avanzada. Según la tesis defendida por el autor, los problemas observados actualmente en Gran Canaria anticipan los desafíos que afrontará Tenerife en los próximos años si no se desarrollan nuevas herramientas de flexibilidad y almacenamiento.

Uno de los aspectos más relevantes del estudio es la identificación de las causas reales que limitan la integración renovable. El problema no radica únicamente en la existencia de excedentes de producción, sino en la necesidad de mantener determinados grupos convencionales conectados para aportar estabilidad, inercia, reserva operativa y capacidad de respuesta ante incidencias. En sistemas aislados, estas funciones son esenciales para garantizar la seguridad del suministro, lo que obliga a mantener parte de la generación convencional incluso cuando existen recursos renovables disponibles.

Desde esta perspectiva, el almacenamiento energético adquiere una importancia estratégica. Las baterías y otras tecnologías de almacenamiento no deben valorarse únicamente por su capacidad para desplazar energía entre distintas horas del día, sino porque pueden proporcionar muchos de los servicios de estabilidad que actualmente obligan a mantener centrales térmicas en operación. Esta visión resulta especialmente relevante para Tenerife, donde el almacenamiento podría convertirse en una herramienta fundamental para incrementar la integración renovable y reducir progresivamente la dependencia de combustibles fósiles.

También es preciso adaptar las señales económicas y regulatorias a las particularidades de cada isla. Tenerife, Gran Canaria, La Palma o Lanzarote presentan configuraciones eléctricas diferentes y afrontan retos específicos, por lo que la planificación energética debería considerar las singularidades de cada sistema. Asimismo, el marco europeo reconoce determinadas excepcionalidades para los territorios insulares, creando oportunidades para desarrollar mecanismos regulatorios más adecuados a la realidad canaria.

El futuro del sistema eléctrico de Tenerife dependerá menos de la instalación de nueva capacidad renovable y más de la capacidad para gestionar eficientemente su integración. La experiencia analizada demuestra que la transición energética requiere combinar generación renovable, almacenamiento, flexibilidad operativa y reformas regulatorias capaces de reconocer el valor de los servicios de estabilidad. En definitiva, el éxito de la descarbonización en los sistemas eléctricos canarios no vendrá únicamente de producir más energía renovable, sino de transformar el funcionamiento del sistema para que esa energía pueda utilizarse de forma segura, eficiente y continua.

Las redes son un elemento transformador de la sociedad.
Las redes transforman al pez en pescado,
al pasado en progreso,
a la oscuridad en el claro.
Pero hay redes que enredan,
redes mal tejidas,
hechas sin IA,
que nos llevan al cero,
esas redes no las queremos.
Red es aquello que une,
es echar un cable,
del Palmar a Chío,
compartir destino,
deshacer un ovillo.
Es hacer al tinerfeño gomero
y a don Casimiro del tinerfeñismo.
Las redes transportan energía
y las hay que transportan personas
del manto hasta la cumbre,
no puede haber incertidumbre.
Cumbre del pico viejo
manto de negras placas
rayos de sol
que generan de la nada.
¿Para cuándo del norte al sur?
¿Para cuándo del este al oeste?
Un culebrón, si no un Wester
Sin red no hay magna Geotermia,
no hay presión en una caverna.
El playero sueño californiano
se ha transformado
del surf a las baterías,
¡Quién lo diría!
Y en silencio una isla de madera
hecha de lava y marea
ha tejido una red de excepción,

un desierto del carbón.
Torres-Quevedo,
¡Pardiez qué ingeniero!
De la curva de pato,
a la fosa de las Marianas.
(que no de Mariano)
Nuestra red se hace paso.
Julieta enunció la señal:
El Romeo de la demanda
en costillas sufrirá el coste.
Mas Samso llamó a Dalila
Sin Mercado. La norma es la señal.
Hagámosle descansar en paz.
Y, así pues, es RED este congreso,
cosiendo redes de amistad,
intangible energía,
poderosa deidad,
cabildo de ideas
que lo hará prosperar.