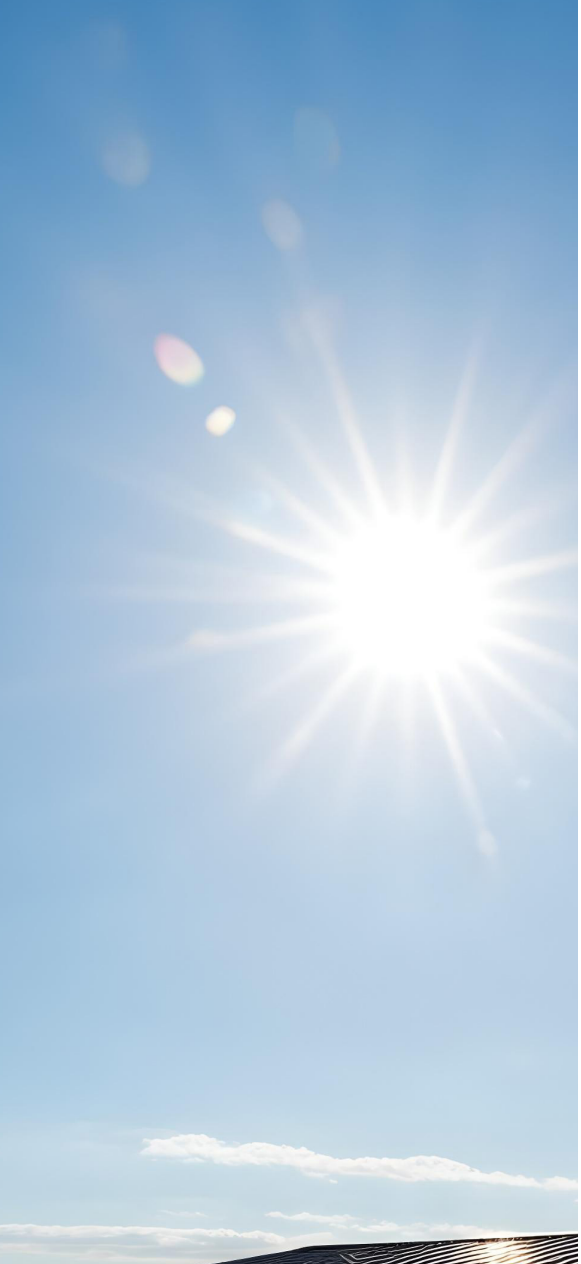
Infraestructura invisible de la energía solar:

seguridad, eficiencia y vida útil de proyectos fotovoltaicos en América Latina



Nexans



Un cambio de escala para la energía solar

La transición energética en América Latina atraviesa un punto de inflexión: los proyectos fotovoltaicos dejaron de ser pilotos o plantas pequeñas para convertirse en instalaciones utility-scale de cientos de megavatios, muchas ya integradas con sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). Gracias a su alta radiación solar —especialmente en Atacama, el noreste de Brasil, el norte de México y la costa peruana— Latinoamérica tiene condiciones privilegiadas para liderar la generación limpia a escala global.

Sin embargo, esta maduración acelerada plantea una paradoja técnica y económica: mientras la presión por reducir el Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) y maximizar el retorno concentra la atención en paneles e inversores, la infraestructura eléctrica de corriente continua y corriente alterna (DC/AC) —el "sistema nervioso" de la planta— suele tratarse como un commodity, definido principalmente por su costo por metro.

Aunque representa solo entre 1% y 2% del CAPEX, una falla en el cableado fotovoltaico puede afectar toda la operación, reducir el ratio de performance, elevar el OPEX y provocar riesgos críticos como arcos eléctricos o incendios.

Este documento plantea que el éxito, la seguridad y la rentabilidad de un proyecto solar a 25 o 30 años dependen no solo de la radiación o del módulo, sino de una infraestructura eléctrica robusta, acompañada de soluciones en seguridad y ergonomía, diseñadas desde el inicio según las condiciones reales del emplazamiento.

1. Expansión solar en América Latina y nuevas exigencias técnicas

La adopción de la energía fotovoltaica en América Latina ha dejado de ser una alternativa complementaria para convertirse en un pilar del desarrollo socioeconómico y de la descarbonización industrial. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la capacidad solar fotovoltaica instalada en América Latina y el Caribe experimentó un crecimiento acelerado en la última década, superando los 50 GW de capacidad acumulada, impulsada por desarrollos a gran escala en Brasil, Chile, México, Perú y Colombia[1].

Esta expansión ha reconfigurado la arquitectura eléctrica de las plantas fotovoltaicas, impulsando dos tendencias técnicas dominantes:

- **Migración de arquitecturas de 1,000 V DC a 1,500 V DC.** Este cambio mejora la eficiencia y reduce los costos de transporte eléctrico en los campos solares, al permitir strings más largos, menos combiner boxes[2], menor cableado en paralelo y menores pérdidas por efecto Joule.

- **Uso de módulos de alta potencia y seguidores a un eje (trackers).** Los módulos bifaciales y de gran formato (>600 Wp) elevan la corriente de los strings, exigiendo mayor ampacidad y desempeño térmico. A la vez, los trackers someten los cables a torsión, flexión dinámica y abrasión durante más de dos décadas.

En este contexto, las métricas financieras de un proyecto (TIR o VAN) ya no dependen solo del costo inicial de los componentes, sino de la resiliencia del sistema ante el factor crítico del tiempo.



Un parque solar es una infraestructura concebida para generar energía de forma ininterrumpida durante un ciclo de vida útil previsto de 25 a 30 años.

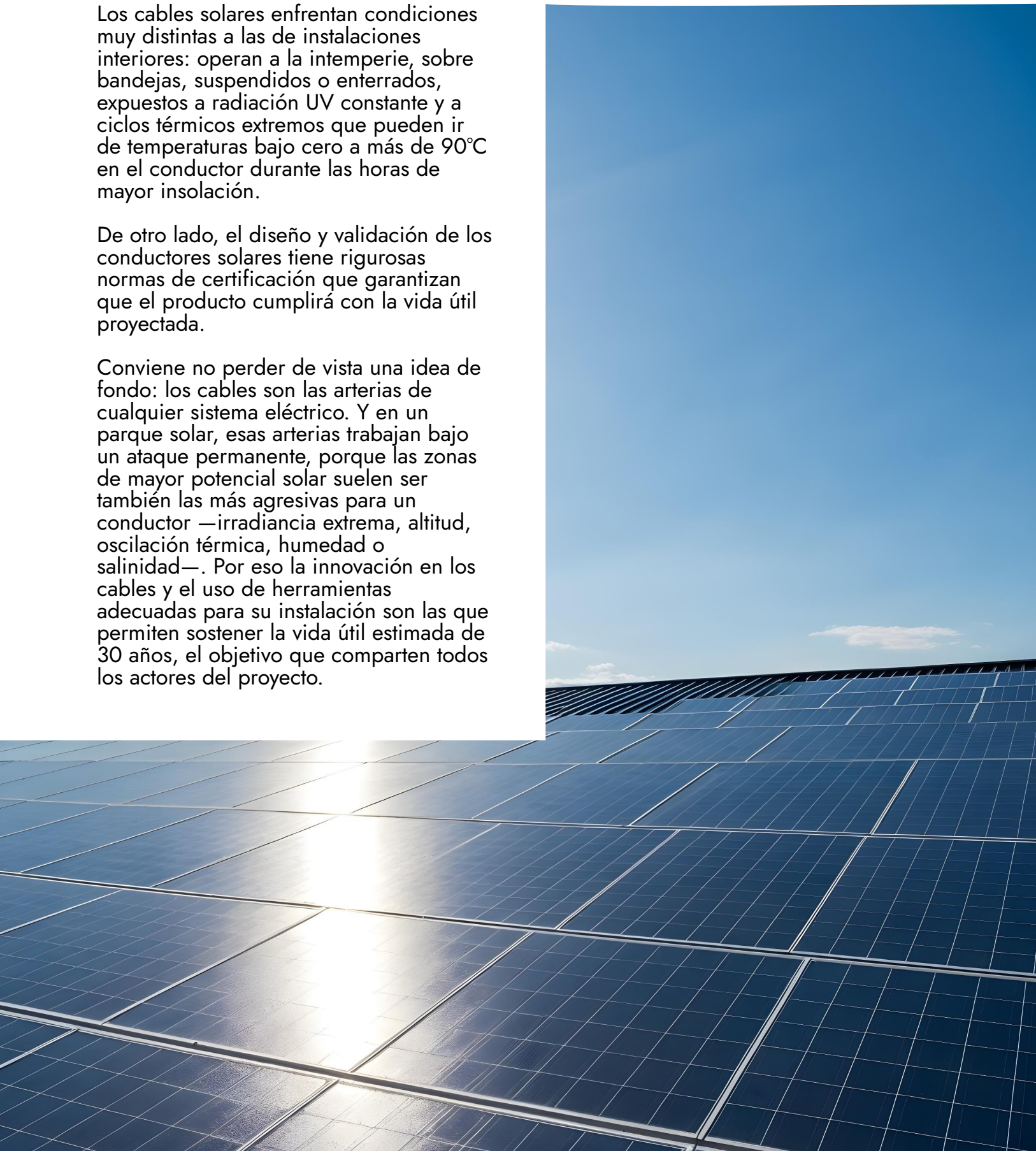
[1] IRENA (International Renewable Energy Agency): Renewable Capacity Statistics 2024. Datos sobre el crecimiento de la capacidad fotovoltaica instalada en América Latina y el Caribe.
[2] Strings: cadenas de paneles solares conectados en serie. Combiner boxes: cajas que agrupan varios strings para consolidar el cableado antes del inversor.

2. Cables solares: conectividad fotovoltaica

Los cables solares enfrentan condiciones muy distintas a las de instalaciones interiores: operan a la intemperie, sobre bandejas, suspendidos o enterrados, expuestos a radiación UV constante y a ciclos térmicos extremos que pueden ir de temperaturas bajo cero a más de 90°C en el conductor durante las horas de mayor insolación.

De otro lado, el diseño y validación de los conductores solares tiene rigurosas normas de certificación que garantizan que el producto cumplirá con la vida útil proyectada.

Conviene no perder de vista una idea de fondo: los cables son las arterias de cualquier sistema eléctrico. Y en un parque solar, esas arterias trabajan bajo un ataque permanente, porque las zonas de mayor potencial solar suelen ser también las más agresivas para un conductor —irradiancia extrema, altitud, oscilación térmica, humedad o salinidad—. Por eso la innovación en los cables y el uso de herramientas adecuadas para su instalación son las que permiten sostener la vida útil estimada de 30 años, el objetivo que comparten todos los actores del proyecto.



3. Verdadero costo del “subdiseño”: riesgos, fallas y pérdidas no planificadas

En la evaluación financiera de una planta solar, el ahorro derivado de comprar conductores no certificados o de dimensionar las secciones al límite mínimo normativo suele diluirse velozmente ante la primera falla operacional.

Estudios de TÜV Rheinland y el National Renewable Energy Laboratory (NREL) vinculan gran parte de las fallas graves e incendios fotovoltaicos con el Balance de Planta Eléctrico: conexiones defectuosas, degradación de aislamientos DC y arcos eléctricos no detectados a tiempo.

Cables no reticulados o con cubiertas de PVC/termoplásticos envejecen prematuramente por UV y temperatura; las grietas permiten ingreso de agua, generan fallas de aislamiento a tierra y activan protecciones de inversores centralizados, desconectando secciones del parque en horas de alta radiación.

