

# LEITUNGEN UNTER HOCH- UND HÖCHSTSPANNUNG

## ALTERUNGS- UND LASTVERSUCHE AN HOCHSPANNUNGSLEITUNGEN



Quelle: EMPA

Bild 1: Alterung von Freileitungen: Am Teststand der EMPA werden Leiterseile belastet

Machen für kurze Zeit erlaubte, höhere Stromlasten auf bestehenden Übertragungsnetz-Leitungen einen Teil des geplanten ÜN-Ausbaus unnötig? Aktuelle Tests in der Schweiz in Deutschland schüren Hoffnung. Hierzulande lassen Bundesregierung, Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) immer wieder erkennen: Für sie ist der massive Ausbau des bestehenden Höchstspannungs-Stromnetzes der Königsweg, um „Windstrom aus dem Norden zu den Abnehmern im Süden zu bringen“. So steht es jedenfalls in vielen offiziellen Verlautbarungen.

### Netzausbau gesetzestkonform?

Das sogenannte Netzausbaubeschleunigungsgesetz, kurz NABEG, gehört dazu. Doch dort steht, vor Gericht könne nur „die Zulassungsentscheidung für die jeweilige Ausbaumaßnahme überprüft werden“, also die einzelne Bauentscheidung, nicht aber die gesamte Netzausbauplanung: Das ruft inzwischen massiv Ausbau-Kritiker wie Dörte Hamann vom „Aktionsbündnis gegen die Süd-Ost-Trasse“ aus Leibnig auf den Plan. „Der NEP ist laut

Aarhus-Konvention nicht rechtskonform. Damit bekommen wir schon die fertige Planung vorgelegt. Aarhus aber verlangt eine verbindliche Öffentlichkeitsbeteiligung, so lange noch alle Optionen offen sind“, meint Hamann.

Der renommierte Verwaltungsrechts-Professor Dr. Martin Maslaton aus Leipzig bestätigt die Trassengegner. Mit ihnen gehe er „ziemlich konform, wenn sie es als nicht völkerrechtskonform sehen, wenn Gesetze zur Stromtrassenfestlegung oder -beschleunigung von den Festlegungen der Aarhus-Konvention ausgenommen werden.“

Hintergrund: Die vor einem UN-Gremium vor 19 Jahren von 46 Staaten, darunter alle EU-Mitglieder und die Europäische Union, beschlossene völkerrechtliche Aarhus-Konvention gilt auch in Deutschland seit 2006. Wenn irgendwann, wie 2015 zuletzt der EuGH, entschiede, Deutschland habe in seine entsprechende Umweltgesetzgebung „völkerrechtswidrige“ Passagen eingebaut, könnte der gesamte geplante Übertragungsnetzausbau kippen. Das wäre ein Fiasko für die hiesige „Energiewende“-Politik.

### Könnten bestehende Leitungen mehr Strom transportieren?

Ein Weg aus diesem möglichen Dilemma könnte sein, dass bestehende Höchstspannungsleitungen kurzzeitig mehr Strom übertragen dürften, als in ihrer Dauer-Betriebsgenehmigung steht. Ein Beispiel: Es herrscht eine Stunde Starkwind im Norden. Normalerweise müsste dieser abgeregelt werden. Stattdessen könnten Leitungen etwas höher belastet werden, also mehr Strom von Nord nach Süd fließen. Das würde zwar zu mehr Verlusten und damit höheren Temperaturen in den Leiterseilen führen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht aber, also bei Betrachtung des Gesamtsystems, würde es Sinn machen: Weder wäre der teure ÜN-Ausbau auf diese Maximallast vonnöten, noch ein Abregeln der Windräder bei gleichzeitig finanziellem Ausgleich für die Windmüller.

Bislang hat man sich kaum ernsthaft Gedanken zu bewusster Überlast auf Hochspannungstrassen gemacht: Sie wurden normalerweise für Betriebstemperaturen ausgelegt, bei denen es kaum zu Beschädigungen kommen konnte. Bei der Planung achtete man vielmehr darauf, dass die Leitungsseile im Sommer bei Vollast trotz Ausdehnung nicht zur Gefahr für Mensch und Maschine werden.

Untersuchungen in Deutschland und der Schweiz

Das ist in Deutschland nicht anders als in der Schweiz. Dort beschäftigt sich seit einiger Zeit vor allem die Empa, die Eidgenössische Materialprüfungsanstalt in Dübendorf mit Alternativen zum Leitungsausbau sowie mit der Analyse von Alterserscheinungen bei Leiterseilen. Besonders die 6.700 Kilometer überirdischen ÜN-Leitungen, teilweise sind sie mehr als 40 Jahre alt, stehen im Fokus.

Heute fließen deutlich größere Mengen Strom, immer mehr dezentrale (Klein-) Kraftwerke speisen Strom aus Erneuerbaren Energien ins Netz. Die Leitungen werden also immer stärker belastet und dadurch immer heißer, lautet die Erfahrung des Netzbetreibers Swissgrid. Die Erkenntnis: Das ÜN genüge den heutigen Anforderungen nur noch teilweise.

Welche wesentlichen Punkte das genau sind, das versucht eine Forschergruppe an der Empa herauszufinden. Seit 2012 befasst sie sich mit den Freileitungskabeln der Schweiz. Gut, dass die dortigen Hochspannungsleitungen fast ausschließlich aus einer einzigen Legierung bestehen, Aldrey genannt. Das besteht zu 99 Prozent aus Aluminium, zu 0,5 Prozent aus Magnesium und zu 0,5 Prozent aus Silizium. Die darauf abgestimmte Testanlage erlaubt dem Forscherteam, sowohl die Eigenschaften der kompletten Leiterkabel als auch einzelner Leiterdrähte zu untersuchen.

Doch wo die wirkliche Belastungsgrenze der Leitungen liegt, weiß man nicht, das wird lediglich geschätzt. Konkrete Zahlen und Analysen gab es bislang nicht, haben die Forscher festgestellt. Nun aber gibt es ihre Testanlage. Damit haben sie Aldrey-Drähte über 20.000 Stunden lang bei Temperaturen zwischen 0 und 150°C untersucht. blieb die Temperatur unter 100°C, hat das Team weder beschleunigte Alterungsprozesse noch erhöhten elektrischen Widerstand ermittelt.

Bei über 100°C dagegen nehmen elektrischer Widerstand und Leitungsverlust zu. „Zugleich altern die Kabel schneller, die Festigkeit der Aldrey-Legierung lässt dauerhaft nach“, lauten von Stuart Holdsworth genannte Ergebnisse. Vor allem das allmähliche Durchhängen der Hochspannungskabel, eine nicht reversible Verformung haben sie dabei im Blick.

Im tatsächlichen Betrieb bedeutet das: Wenn die Leitungen zu stark durchhängen, muss ein Reparaturtrupp nachspannen. Dieses Durchhängen variiere „mit der thermischen Vergangenheit der Leitungen: Wie lange hängt die Leitung schon am Mast – und wie heiß ist sie über welchen Zeitraum geworden?“, erläutern die Forscher grundsätzliche Fakten.

Doch als Ziel haben sich die Forscher gesetzt, genaue Voraussagen zu ermöglichen: „Das Durchhäng-Verhalten wurde während 2.000 Stunden bei Temperaturen bis zu 80°C analysiert, um die vorausberechneten Werte zu verifizieren“, erklärt Holdsworth. Aluminium und seine Legierungen würden im Vergleich zu anderen Metallen schon bei niedrigen Temperaturen „kriechen“: Die Drähte werden im Lauf der Zeit länger, der Durchhang der Leitung größer und der Abstand vom Boden nimmt ab. Und irgendwann ist die Altersgrenze erreicht, kein Nachspannen hilft dann mehr.

Aus ihren Erkenntnissen haben die Empa-Forscher ein Tool mit zwei Messmethoden entwickelt, mit dem sich der Alterungsprozess überwachen lässt. Sie „könnten künftig Hinweise liefern, wann eine Leitung ihre Altersgrenze erreicht

hat“, heißt es noch etwas vorsichtig. Bei der sogenannten „Offline-Messung“ wird ein Stück der Leitung herausgeschnitten und auf die mechanische Härte geprüft. Im Vergleich mit einem Referenzstück kann so der Zustand, also auch die Alterung, exakt bestimmt werden.

In einer „Online-Messung“ wird der Alterungsprozess aus Widerstandsmessungen der Leitung im Betrieb ermittelt. Das mache deren Fernüberwachung möglich und könne „helfen, das bestehende Schweizer Stromnetz besser zu nutzen und zugleich instand zu halten“, so Holdsworth. Doch noch gibt es das Messsystem nicht zu kaufen: Man sei auf der Suche nach einem Industriepartner. Mit ihm wolle man „das Empa-Konzept zur Zustandsüberwachung von Hochspannungsleitungen zur Marktreife entwickeln“.

### Deutsche Verhältnisse sind anders

Dass diese Schweizer Forschungsergebnisse sich nur schwer auf deutsche Verhältnisse übertragen lassen, hängt vor allem an den hierzulande meist verwendeten Verbund-Leitenseilen. Bei denen leitet zwar auch Aluminium den Strom. Doch in der Leitung steckt für die Zugfestigkeit ein Stahlkern. Deshalb ist nationale Forschung gefragt. Und die wird hierzulande maßgeblich von der Bundesanstalt für Materialprüfung (BAM) durchgeführt. Die BAM beschäftigt sich nicht nur mit heute gebräuchlichen Leitern, sondern arbeitet beispielsweise auch am EU-Projekt „Best Paths“ (BP) mit. Dabei sollen „neue Netzwerktechnologien zur Erhöhung der europaweiten Übertragungskapazität und Flexibilität des Stromversorgungssystems“ entwickelt werden und besonders „Herausforderungen bei der Einbindung von Erneuerbaren Energien in den europäischen Energiemix meistern“, heißt es.



Bild 2: Versuchsstand mit HTLS-Leitenseilen

### Völlig neuartige Leiter

Die BAM untersuche hierbei konkret das Alterungsverhalten neuartiger „High Temperature Low Sag“-Leitern, Kürzel HTLS. Beispielweise gibt es Leitungen mit Carbon- statt Stahlkern. Erfahrungen über längere Betriebszeiten fehlen bisher. Kein Wunder: „Diese Seile sind bei uns erst vereinzelt im Einsatz, meist in Pilot- bzw. Demonstrationsprojekten wie eben in Best Paths“, berichtet Dominik Stengel vom BAM-Fachbereich Ingenieurbau. Partner sind natürlich auch die Deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

Doch trotz anderer Leitertechnologien sind die grundsätzlichen Probleme in vielen Ländern dieselben: Verstärkte Alterung der Leitungen durch veränderte Stromflüsse wegen mehr Erneuerbarer Einspeisung. Deshalb berichtet Stengel: „Wir untersuchen genauso wie die Empa unter anderem das Kriechverhalten. Wenn man Seile dauerhaft bei hoher Temperatur betreibt, kann das andere Kriechraten als bei 20°C ergeben. Es entsteht eine plastische Verformung, die das Seil behält.“ Doch zusätzlich „untersuchen wir die Seile bei höherer Temperatur als bisher üblich. Es können sich Unterschiede zum Beispiel beim Kriechverhalten und in der Zugfestigkeit ergeben.“

In einem BAM-Teststand lässt man Leiterseile mit acht HTLS-Technologien, wie im Normalbetrieb eingespannt und zyklisch mechanisch beansprucht, bei 200°C künstlich altern. Innerhalb von sechs Monaten entstehen Belastungen wie sonst während der erwarteten Lebensdauer von 50 Jahren. Getestet wird das gesamte System aus Leiter, Verbinder und Abspannklemmen, den so genannten Armaturen.

Die hohe Temperatur, 200 statt der Herstellergrenze 100°C, dürfte auch Rückschlüsse auf die Frage zulassen: Was passiert, wenn man kurzfristig höhere Ströme zulässt? Fest steht bereits: Es gibt Veränderungen am Verbund, der elektrische Widerstand steigt stark an, das gesamte System wird geschwächt. Doch verändert das die Lebensdauer, welche unerwarteten Fehler treten auf?

Oder wie es die BAM formuliert: Sie will „mechanische Leiterseilparameter im Vergleich vor und nach der künstlichen Alterung zur Modellierung des Langzeitverhaltens von Belastbarkeit und Durchhangverhalten von HTLS-Leitern charakterisieren“. Doch ein Messsystem wie bei der EMPA gibt es bislang offenbar nicht.

### ZUM AUTOR:

► Heinz Wraneschitz

Bild- und Text-Journalist für Energie- und Umweltthemen

heinz.wraneschitz@t-online.de