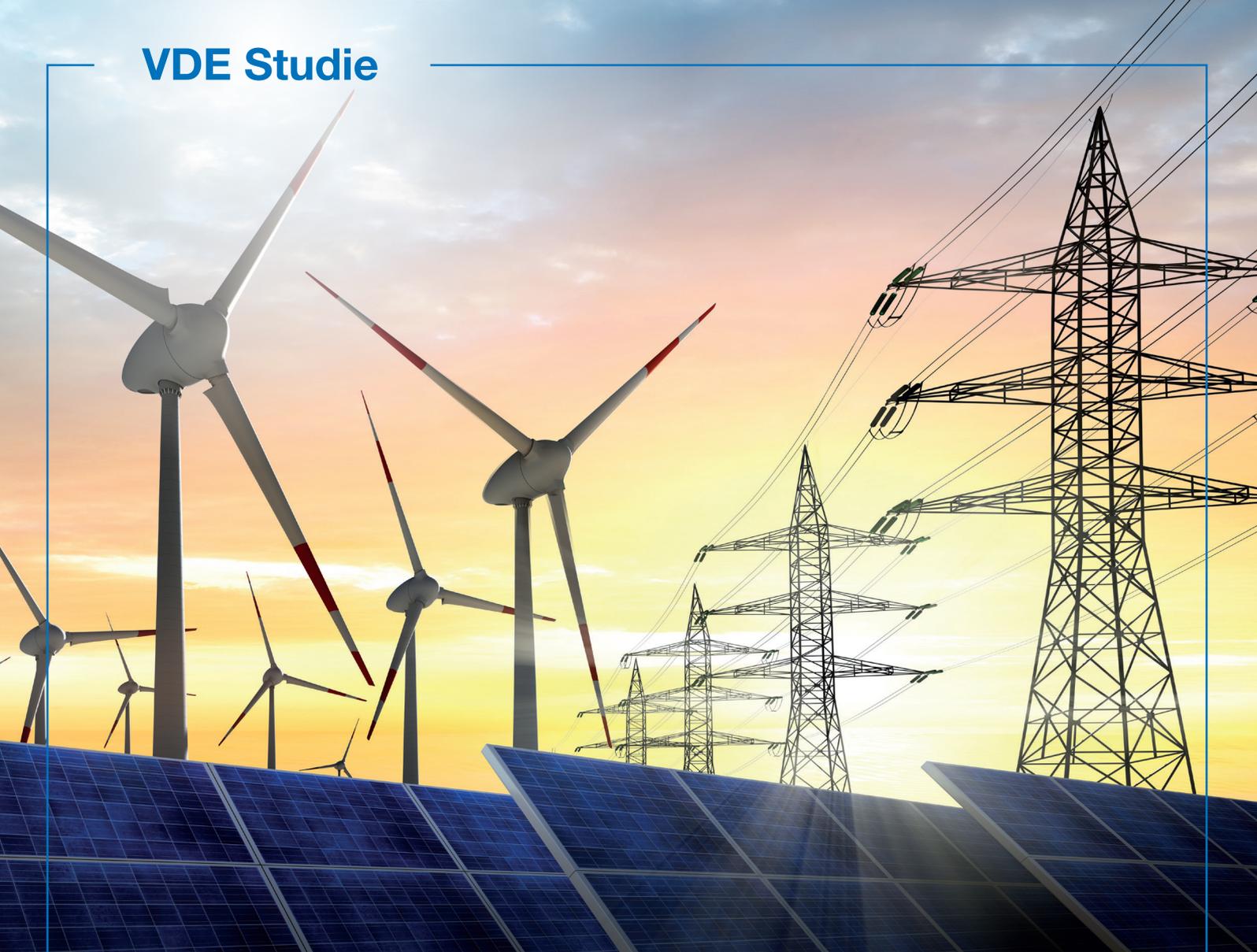


VDE Studie



Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende

by VDE ETG

VDE

Empfohlene Zitierweise

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:

Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende, VDE Studie, Offenbach am Main, August 2024

Diese VDE Studie ist das Arbeitsergebnis der VDE ETG Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“.

Redaktionsteam:

M.Sc. Malte Gerber

Dipl.-Ing. (FH) Matthias Köhler

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch (Leiter der Task Force)

Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber

Prof. Dr.-Ing. Andreas Kuchler

Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat

Dr.-Ing. Michael Schäfer

Prof. Dr.-Ing. Stephanie Uhrig

Dipl.-Ing. Alexei Babizki

Vorbemerkung

VDE Studien geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Task Force wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Herausgeber:

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

Energetische Gesellschaft (ETG)

Merianstraße 28

63069 Offenbach am Main

Tel. +49 69 6308-346

etg@vde.com

www.vde.com/etg

Titelbild: © peterschreiber.media - stock.adobe.com

Design: Schaper Kommunikation, Bad Nauheim

August 2024

Kurzfassung

Die Task Force „Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende“ möchte drängende Fragen im Zusammenhang mit der Energiewende beantworten: Wie können Jahrzehnte alte Betriebsmittel den neuen Anforderungen gerecht werden? Wie lassen sich die Leistungsflüsse der erneuerbaren Energien übertragen, obwohl der längst angeforderte Netzausbau noch aussteht? Ist es möglich, die Strombelastbarkeit alter Betriebsmittel zumindest kurzfristig weiter zu erhöhen? Welche Diagnoseverfahren eignen sich besonders, um hohe Belastungen zu erkennen? Wie gestaltet sich effektives Asset Management in einem stark ausgelasteten Netz?

Die geplante, statische und dynamische Höherauslastung von Betriebsmitteln *über den Bemessungsstrom hinaus* bietet sowohl Netzbetreibern als auch Errichtern neue Potentiale. Durch eine gezielte Auslastung können Engpässe im Netz teilweise kompensiert werden. Darüber hinaus wird der Netzanschluss deutlich größerer Leistungen von erneuerbaren Erzeugern möglich, trotz begrenzter Netzinfrastruktur. Dies entspricht den politischen Forderungen, wie sie im Paragraphen 49b des Energiewirtschaftsgesetzes als „temporäre Höherauslastung des Höchstspannungsnetzes“ beschrieben werden.

Auch neu errichtete Anlagen zeigen mit gezielter Höherauslastung einen reduzierten ökologischen Fußabdruck, und dies bei erheblich eingesparten Kosten. Erneuerbare Erzeuger sind durch die hohe Volatilität ihrer Einspeisung bekannt, was aus der Perspektive der sicheren Energieversorgung ein ernsthaftes Problem ist. Bei der Planung und Errichtung bringt die zeitliche Volatilität allerdings einen großen Vorteil mit sich, denn die zeitlich kurzen Erzeugungsspitzen können durch die langen thermischen Zeitkonstanten der Betriebsmittel in Grenzen ausgeglichen werden. Dabei müssen die Zeitkonstanten aller beteiligter Betriebsmittel einer Übertragungskette betrachtet werden.

Die Höherauslastung sollte ausschließlich kontrolliert erfolgen. Daher empfehlen wir für jedes Betriebsmittel individuell angepasstes Monitoring und Diagnose, sowohl idealerweise in Echtzeit (on-line) als auch ergänzend off-line. Ziele sind hierbei die Ermittlung der Belastung und des Betriebsmittelzustandes.

Fallbeispiele veranschaulichen die praktische Umsetzung der Höherauslastung, wobei Transformatoren, Freileitungen, Kabel, Durchführungen sowie das Asset Management und die Systemführung herangezogen werden.

Ein kurzer Abschnitt widmet sich auch haftungsrechtlichen Fragen, die bei der Belastung über die Bemessungswerte hinaus auftreten können.

Die Autoren möchten Betreiber, Planer und Errichter dazu ermutigen, die gewonnenen physikalischen Erkenntnisse zur Höherauslastung des Bestandsnetzes tatsächlich zu nutzen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Zielsetzung	6
1.1	Neue Anforderungen an Betriebsmittel durch die Energiewende	6
1.2	Motivation und Aufgabenstellung	7
1.3	Methodisches Vorgehen	8
2	Thermische Belastbarkeit und Zuverlässigkeit	9
2.1	Transformatoren	9
	Thermisches Verhalten	9
	Lebensdauerverlust	10
	Emission von Gasblasen	11
	Durchführungen	11
2.2	Freileitungen	11
2.3	Kabel	12
2.4	Schaltgeräte und Schaltanlagen	14
	Thermische Belastung von elektrischen Kontaktstellen	15
	Beispiel Aluminium-Schraubverbindung eines Leiterseils	15
3	Empfehlungen zum Betrieb bei höherer Auslastung	18
3.1	Transformatoren	18
	Messung der Heißpunkttemperatur	18
	Berechnung der Temperatur der obersten Ölschicht und der Heißpunkttemperatur	19
	Temperatur- und Belastungsgrenzen	19
	Einfluss auf den Lebensdauerverbrauch	20
	Höhere Temperaturen mit alternativen Isoliersystemen	20
3.2	Freileitungen	21
	Seiltemperaturabhängige Anpassung des Leiterseilstroms	21
	Überwachung der Abspannkräfte	21
	Überwachung der Seilschwingungen	21
	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb	22
	Distributed Temperatur Sensing für neue Freileitungsseile	22
	Neubeseilung mit HTLS	22
3.3	Kabel	22
	Bestehende Kabelnetze	22
	Vorgehensempfehlung bei einer erhöhten Strombelastung	23
	Belastbarkeit im Störbetrieb über Bemessungsströme hinaus	24
	Neue Kabel	24
3.4	Schaltgeräte und Schaltanlagen	26
4	Zustandsbewertung und Asset Management	29
4.1	Asset Management bei erhöhter Auslastung	29
4.2	Transformatoren	30
	Ölanalyse	30
	Feuchtigkeit	30
	Polymerisationsgrad des Papiers	31
	Durchführungen	31
	Laststufenschalter	31
	Vibroakustische Messung VAM an Stufenschaltern	32
	Dynamische Widerstandsmessung DRM	32
4.3	Freileitungen	33
	Alterung des Leiterseils	33
	Thermische Belastung der Seilverbinder	33
4.4	Kabel	33
4.5	Schaltgeräte und -anlagen	33
	Infrarot-Thermographie	33
	Mikroohmmessung	34

5 Praxisbeispiele	35
5.1 Systemsicht mittels eines Dynamic Security Assessments (DSA)	35
5.2 Lastabhängiges Temperaturverhalten von Transformatoren	37
5.3 Schrittweise Umsetzung eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes	39
5.4 Strombelastbarkeit erdverlegter Kabel	40
Berücksichtigung thermischer Eigenschaften des Bodens	40
Liste mit thermischen Engpässen (Hot Spot Table)	41
Nachrüstung von Temperatursensoren	41
5.5 Zweidimensionale Zustandsbewertung einer Transformatorenflotte	43
5.6 Analyse thermisch gealterter Ölpapierdurchführungen	44
6 Haftungsrechtliche Fragen	46
6.1 Haftungsgrundlagen	46
Verschuldenshaftung	46
Gefährdungshaftung	46
6.2 Pflichten und Vorkehrungen des Netzbetreibers	46
Auskunftspflichten	46
Netzbetrieb nach anerkannten Regeln der Technik	46
6.3 Sonstige Vorkehrungen gegen Haftungsfolgen	47
Versicherungsschutz	47
Einbeziehung der Haftungsbegrenzung aus § 18 NAV	47
7 Schlussfolgerungen	48
Höherauslastung zur Vermeidung von Redispatch	48
Technische Reserven und Grenzen	48
Monitoring, Diagnostik und Systemführung	48
Rechtlicher Rahmen	49
Konkrete Maßnahmen zur Erhöhung der Strombelastbarkeit	49
Offene Fragen und Bedarf an Forschung und Standardisierung	50
8 Literaturverzeichnis	51
9 Anhang	54
9.1 Glossar	54
Ausfallwahrscheinlichkeit	54
Instandhaltung, -maßnahmen	54
Lastprofil	54
Lastprofil mit Dauerlast	55
Lastprofil mit normal-zyklischer Last	55
Lastprofil mit normal-zyklischer Last als EVU-Profil	55
Lastprofil mit normal-zyklischer Last mit PV-Einspeiseprofil	55
Lastprofil mit als längerdauernder Störbetrieb	55
Lastprofil als kurzzeitiger Störbetrieb	55
9.2 Empfohlene Grenzwerte für die Ölanalyse zur Bewertung von Alterung	56

1 Einführung und Zielsetzung

1.1 Neue Anforderungen an Betriebsmittel durch die Energiewende

Geleitet von den Klimaschutzzielen der Europäischen Union und den daraus abgeleiteten Nationalen Klimaschutzzielen findet derzeit ein grundlegender Umbau des Energiesystems statt. Das elektrische Stromsystem wird dabei zum Vorreiter bei der Umstellung des Energiesystems auf CO₂-freie Energiequellen. Doch wurde das Stromsystem der Gegenwart geschaffen, um die elektrische Energie aus lastnah aufgestellten, frei steuerbaren Großkraftwerken zu den Verbrauchern zu transportieren. Die Austauschleistungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern war dabei gering, denn der Synchronverbund des Netzes diente hauptsächlich der Systemsicherheit. Diese Situation hat sich fundamental verändert.

Von 2000 bis 2021 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung etwa verfünffacht und der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland lag 2023 bei 51,8 %, [1]. Die installierte Leistung war sogar etwa um den Faktor zehn größer im Vergleich zum Jahr 2000. Aus diesem starken Zuwachs ergeben sich für das Stromnetz fünf wesentliche Änderungen:

1. Die Wind- und Solarenergie, und damit etwa 85% der Leistung der installierten erneuerbaren Einspeiseanlagen, ist auf Grund des natürlichen Angebotes **stark volatil** und muss ausgeregelt werden.
2. Die erneuerbaren Einspeiseanlagen entstehen vornehmlich an verfügbaren Flächen, welche häufig **keine bestehende Anbindung an ein engmaschiges Stromnetz** verfügen.
3. Ferner konzentrieren sie sich in einzelnen Regionen, zum Beispiel in der Nordsee, um das Dargebot bestmöglich zu nutzen. Diese sind teilweise weit entfernt von Lastzentren, was eine **Energieübertragung über weite Entfernungen** nötig macht.
4. Die erneuerbaren Energien speisen häufig in die Mittelspannung und verstärkt auch in die Niederspannung ein, weshalb sich die **Energieflussrichtung** im Stromnetz ändern kann und bereits heute in den Sommermonaten vermehrt in das Hochspannungsnetz rückgespeist wird.
5. Das bestehende Netz muss teilweise über längere Zeiträume **erhöhten Anforderungen** genügen, bis ein weiterer Ausbau realisiert werden kann (Planung, Genehmigung, Lieferzeiten).

In der momentanen Übergangsphase stehen die steuerbaren, meist mit fossilen Energieträgern betriebenen Erzeugungsanlagen zur Stabilisierung des Stromsystems zur Verfügung. Die ursprünglichen Planungen sahen deshalb früh die Notwendigkeit, die wegfallende fossile Energieerzeugung und den Zubau volatiler erneuerbarer Erzeugung durch einen bedarfsgerechten Netzausbau mit der Möglichkeit eines Ferntransports großer Strommengen zu begleiten. Der Netzausbaubedarf betrifft laut einer Studie rund ein Fünftel der vorhandenen Mittel- und Hochspannungsnetze, wobei die Netze zusätzlich ggf. noch umgebaut werden müssen. Im Übertragungsnetz sind neben Netzverstärkung und bereits geplantem Ausbau ein bis zwei neue HGÜ-Trassen mit je 2 GW Übertragungskapazität erforderlich, [2].

Aus unterschiedlichen Gründen konnte der Fortschritt beim Netzausbau der letzten Jahre nicht mit den Veränderungen auf der Erzeugungsseite Schritt halten (Abbildung 1). Das bereits bestehende Übertragungs- und Verteilnetz wird deshalb mit Beanspruchungen beaufschlagt, für die es ursprünglich nicht geplant wurde. Die Folge sind Netzengpässe, die mit Kraftwerksredispatch abgefangen werden müssen. Die volkswirtschaftlichen Kosten sind erheblich. Bei den für die Planungen verantwortlichen Stellen setzt sich nach und nach die Erkenntnis durch, dass ein schrittweiser Zubau nach dem NOVA-Prinzip ohne einen Plan für den zu erwartenden Endausbau zu schwerwiegenden Planungsfehlern führt. Für zukünftige Planungsansätze verspricht die Nutzung vorhandener Flexibilität ein großes Potenzial. Daher erscheint eine Weiterentwicklung des NOVA - Prinzips zum NOXVA als dringend geboten. Eine diese vorhandenen Flexibilität besteht in der intelligenteren Ausnutzung der bestehenden Netzsubstanz. Da die momentane Situation mit Netzengpässen und einer schleppenden Umsetzung des Netzausbaus voraussichtlich noch Jahrzehnte andauern wird, muss deshalb die tat-

sächliche physikalische Belastbarkeit der bestehenden Netzbetriebsmittel genauer untersucht werden und im Sinne einer Stromnetzoptimierung nutzbar gemacht werden, ohne deren Zuverlässigkeit und Nutzungsdauer zu reduzieren.

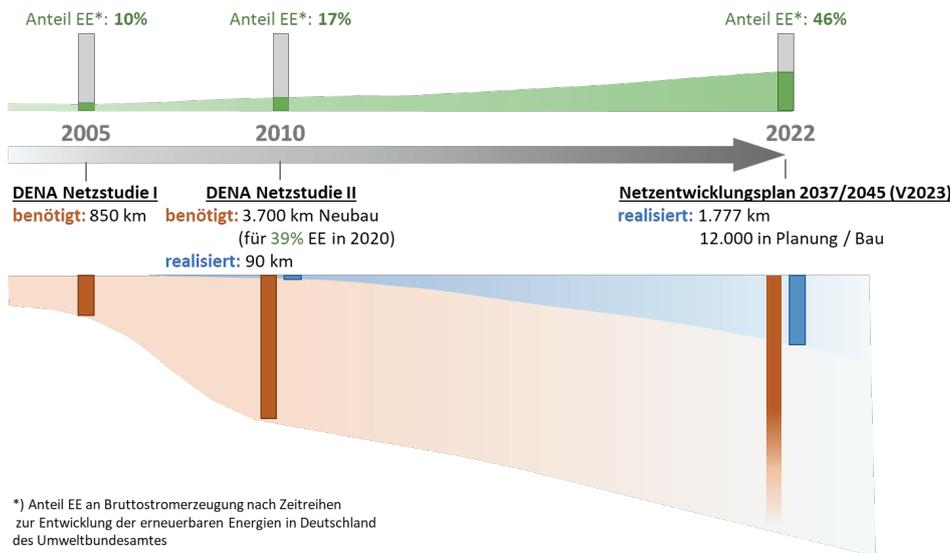


Abbildung 1: Notwendige Netzausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz

Die geänderten Beanspruchungen der Netzbetriebsmittel aufgrund der höheren Netzauslastung lassen sich in vier Kategorien einteilen. Die Beanspruchungen resultieren hierbei aus

1. **Strombelastungen** über den Bemessungsstrom I_m hinaus
2. Häufigerer **Betätigung von Schaltern**, Kontaktbahnen und anderen beweglichen Bauteilen
3. **Spannungsbelastungen** über die maximal dauernd zulässige Spannung U_m hinaus, ausführlich dargestellt in [6]
4. Harmonischen Strömen und Spannungen in Form von **Oberschwingungen**, die über die zulässigen Grenzen hinausgehen und zu erhöhten thermischen Belastungen führen können.

Eine höhere Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur und damit eine kurzfristige Abhilfemaßnahme ermöglichen hier innovative Betriebsmittel und Strategien, wie z.B. kurative Betriebsführungskonzepte oder witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, häufig in Zusammenhang mit Überwachung- und Assistenzsystemen. Allerdings verlieren damit Erfahrungswerte aus der Vergangenheit bezüglich des Alterungsverhaltens und der Ausfallwahrscheinlichkeit der Netzkomponenten weitgehend ihre Gültigkeit und müssen neu gefasst werden.

Zukünftig wird also eine Nutzungsdauerverlängerung der bestehenden Netzbetriebsmittel bei gleichzeitig höherer Belastung erforderlich sein. Für eine umfassende Bewertung der Betriebssicherheit der Betriebsmittel müssen die Ausfallwahrscheinlichkeiten bzw. die Zuverlässigkeit mit dem belastungsabhängigen Alterungsverhalten bzw. dem Verschleiß im Zusammenhang betrachtet werden.

1.2 Motivation und Aufgabenstellung

Die Aufgabe moderner Betriebsführung ist es, den physikalisch-technischen Betriebsbereich auch oberhalb des ursprünglich definierten Bemessungsgrößen auszunutzen, ohne die Materialgrenzen unzulässig zu überschreiten. Damit ist die Zuverlässigkeit weiterhin gegeben, bei gleichzeitiger Nutzbarkeit weiterer Flexibilität. Um diese Potenziale zu erschließen, müssen neben den hier beleuchteten physikalisch-technischen Grenzen auch andere Rahmenbedingungen wie netzwirtschaftliche Regelungen oder neue Betriebsregeln entstehen. Dieser Beitrag möchte dazu ermutigen, die notwendigen Schritte zur Erweiterung des Standes der Technik zu gehen.

Auf Grund des Wandels in der Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie sind Erfahrungswerte der Vergangenheit nicht mehr anwendbar. Es bedarf daher neuer, angepasster Handlungsempfehlungen, Richtlinien und Richtwerte. Dieses Dokument soll einen Überblick über wesentliche bekannte Zusammenhänge geben und daraus Empfehlungen zur Realisierung einer verstärkten Auslastung bei gleichbleibender Zuverlässigkeit ableiten.

Ermöglicht wird die optimierte und verlängerte Betriebsmittelnutzung durch mehr verfügbare Informationen von Monitoringsystemen, Datenanalysen und berechenbare Indikatoren für eine höhere Belastbarkeit. Diese Informationen müssen in Zukunft stärker und gezielt für die Zustandsbewertung genutzt werden, um die nun häufiger auftretenden Situationen mit höherer Belastung und Szenarien für eine verlängerte Betriebsmittelnutzung modellieren zu können. Die höhere Datenverfügbarkeit könnte allerdings zu einem Zusatzaufwand in der Instandhaltung führen. Andererseits ist davon auszugehen, dass dabei die summierten Kosten von Fehlerfällen eher sinken. Schlüssel werden hierbei Strategien sein, die Instandhaltungsmaßnahmen unter Berücksichtigung des Systemrisikos planen (zustands- und risikoorientierte Instandhaltung).

Die abschließenden Empfehlungen berücksichtigen die Nachhaltigkeit, im Sinne einer Ressourcenschonung durch längere Nutzungsdauer und geringeren Substanzverzehr. Wenn möglich soll der ökologische Fußabdruck verkleinert werden. Außerdem werden kurzfristig effektive und verfügbare Maßnahmen gegenüber langfristig wirksamen und in der Entwicklung befindlichen Techniken priorisiert.

1.3 Methodisches Vorgehen

Dieses Dokument betrachtet die zum gegenwärtigen Zeitpunkt bestehenden Netzbetriebsmittel unter den zu erwartenden Belastungsänderungen im Zuge der Energiewende. Es wird davon ausgegangen, dass im Netzausbau die sich wandelnden Anforderungen an neue Betriebsmittel bereits berücksichtigt werden und die Herausforderung maßgeblich in der derzeit bestehenden Infrastruktur liegt.

Die hier dargestellten Zusammenhänge stellen Lösungsansätze dar, die im Detail aus der angegebenen Literatur erschlossen werden können. Bei der Betrachtung einer höheren Belastbarkeit und der Zuverlässigkeit wird versucht, beschreibende Indikatoren zu identifizieren, um die Auslastung der Betriebsmittel und das noch verfügbare Potenzial zur Höherauslastung quantifizieren zu können. Die abgeleiteten Empfehlungen basieren auf dem heutigen Kenntnisstand und bedürfen naturgemäß der Ergänzung mit zukünftigen Erfahrungen. Die Intention dieses Dokument ist es, vorhandenes Wissen zu bündeln, den Anwendern praktische Hilfestellungen zu geben und gegebenenfalls weitergehende Untersuchungen anzustoßen.

Fachbegriffe in diesem Dokument werden für die betrachteten Betriebsmittel nach Möglichkeit einheitlich verwendet und im Glossar ab S. 54 erläutert.

2 Thermische Belastbarkeit und Zuverlässigkeit

Im Folgenden werden die Potentiale zur Höherauslastung der Betriebsmittel diskutiert. Bei der gezielten Höherauslastung von Betriebsmitteln gilt es zwingend, sowohl die thermischen, die elektrischen als auch die mechanischen Begrenzungen der Betriebsmittel zu berücksichtigen.

Zu den wichtigsten Betriebsmitteln im Netz gehören die Transformatoren, die Freileitungen, die Kabel und die Schaltanlagen. Um die übertragbare Leistung einer Übertragungskette erhöhen zu können, ist es notwendig, das Potential *jeder einzelnen Komponente* zu untersuchen. In Abbildung 2 ist eine beispielhafte Übertragungskette zwischen Umspannwerken dargestellt, [10]. In der Strombahn eines Leitungsabganges befinden sich neben der Leitung im Allgemeinen Trenner, Leistungsschalter, Stromwandler, Spannungswandler und eventuell Transformatoren. Hierbei bestimmt das Betriebsmittel mit der geringsten Belastbarkeit die Übertragungsfähigkeit der gesamten Kette.

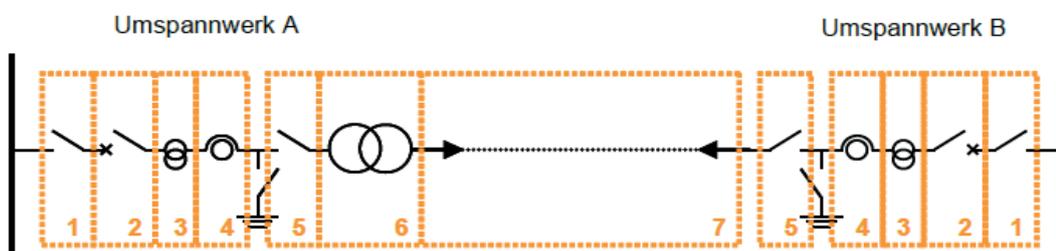


Abbildung 2: Übertragungskette zwischen zwei Umspannwerken (1 Sammelschientrenner, 2 Leistungsschalter, 3 Stromwandler, 4 Spannungswandler, 5 Abgangstrenner, 6 Transformator, 7 Leitung)

2.1 Transformatoren

Thermisches Verhalten

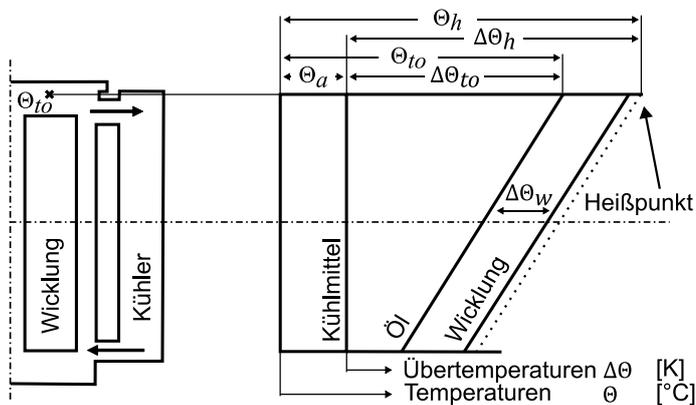


Abbildung 3: Temperaturprofil entlang einer Transformatorwicklung, nach [32]

Wird ein Transformator über die Bemessungsleistung hinaus belastet, so kommt es durch erhöhte Temperaturen zu einer vorzeitigen Alterung von Wicklungen, Klemmen, Zuleitungen, Isolierung und Öl. Für die Alterung und somit auch für die Zuverlässigkeit von ölgefüllten Betriebsmitteln ist maßgeblich, wie in Abbildung 3 zu sehen, die heißeste Temperatur in den Wicklungen verantwortlich. Abbildung 3 stellt hierbei die idealisierte Temperaturveränderung in Abhängigkeit der Höhe der Wicklung innerhalb des Transformators an. Bei einem realen Transformator befindet sich der Heißpunkt im oberen Bereich der Wicklung, jedoch nicht zwangsläufig am oberen Ende. Die Temperatur hier kann über einen konstanten Faktor (Heißpunktfaktor) abgeschätzt werden. Der Heißpunktfaktor wird entweder vom Hersteller festgelegt oder kann aus dem Transformer Loading Guide [32] und den Ergebnissen der Cigre Working Group A2.38 [11] entnommen werden. Die Cigre Broschüre A2.38 bietet hierbei für die Berechnung des Heißpunktfaktors den genaueren Ansatz.

Wird ein Transformator beispielhaft mit einem in Abbildung 4 dargestellten Lastverlauf belastet, stellt sich ein exponentieller Temperaturverlauf im Öl als auch im Heißpunkt des Transformators ein.

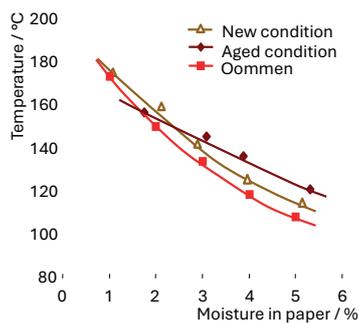


Abbildung 4: Öl- und Heißpunkttemperaturverhalten bei einer sprunghaften Belastung eines Transformators [32]

Lebensdauerverlust

Die Langzeiteigenschaften der verwendeten Isolierstoffe werden durch chemische Änderungen bestimmt, welche entsprechend der Arrhenius-Beziehung im Wesentlichen von der Temperatur abhängen. Die Öl- und Hotspottemperatur bietet eine einfache und aussagefähige Diagnosegröße für die Alterung ölgefüllter Betriebsmittel. Öl-Papier-Isolierungen altern durch:

- Oxidation, bereits bei Umgebungstemperatur, aber nicht in besonders starkem Maße
- Hydrolyse, besonders bei erhöhter Temperatur,
- Pyrolyse bei Temperaturen größer als 150°C.

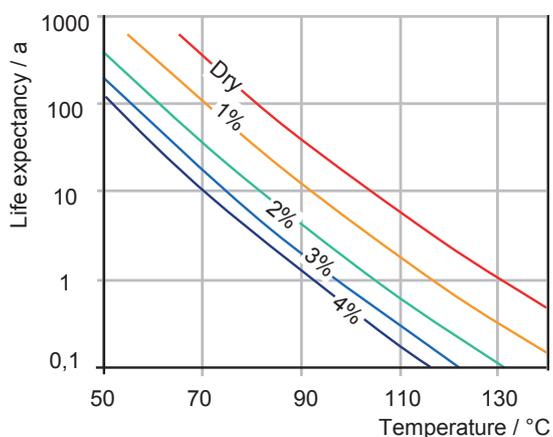


Abbildung 5: Lebenserwartung von Öl-Papier-Isoliersystemen in Abhängigkeit von Temperatur und Wassergehalt im Papier [15]

Abbildung 5 verdeutlicht die starke Abhängigkeit der Lebensdauer des Isoliersystems von der Betriebstemperatur, aber auch von der Feuchte im festen Isolierstoff. In der Fachwelt bekannt wurden die Ergebnisse von Montsinger, welcher eine Halbierung der Lebensdauer bei Temperaturerhöhung um 6-8°C feststellte [16]. Ausführliche Informationen bieten neue Forschungsergebnisse, wie sie z.B. in der Cigré TB 738 „Ageing of Liquid Impregnated Cellulose for Power Transformers“ berichtet werden [17].

Für die Alterung spielt auch die Papierisolierung eine wichtige Rolle. Hierbei wird nach IEC 60076-7 in thermisch stabiles und thermisch nicht stabiles Papier unterschieden. Abhängig von der verwendeten Isolierung, werden unterschiedliche Alterungskurven angenommen. Diese Kurven unterscheiden sich durch eine höhere zulässige Temperatur für eine thermisch stabile Papierisolierung, wodurch eine stärkere Erwärmung der Wicklung zulässig ist. Der maximal empfohlene Temperaturgrenzwert der Papierisolierung, ohne eine erhöhte Alterung zu erlauben liegt nach Cigré TB 738 bei 105 C für thermisch stabiles und bei 98 C für nicht thermisch stabiles Papier [17]. Die schnellste Alterung tritt somit im Bereich des Heißpunktes in der Papierisolierung auf.

Emission von Gasblasen

Neben der Alterung kann der „Bubble-Effekt“ die Belastbarkeit von Transformatoren einschränken. Hierbei verdampft bei hohen Temperaturen Wasser aus dem Papier und bildet Gasblasen im Öl. Gasblasen reduzieren deutlich die elektrische Festigkeit der flüssigen Isolierung und können zu Teilentladungen und Durchschlag führen. Die Einsatztemperatur der Gasblasenemission hängt von verschiedenen Faktoren ab, z.B. beträgt sie etwa 130°C bei einem Wassergehalt in Papier von 3 %, [18]. Diese Gefahr konnte bisher wegen geringer Belastung von Transformatoren vernachlässigt werden, gewinnt aber an Bedeutung bei höher ausgelasteten Betriebsmitteln. In Abbildung 6 sind die Einsatztemperaturen der Blasenbildung in Abhängigkeit der Temperatur und des Wassergehalts der Papierisolierung dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass besonders bei feuchtem Papier der Bubble-Effekt schon bei niedrigeren Temperaturen einsetzt und somit auch bei einer geringeren Überlast von Blasen führen kann.

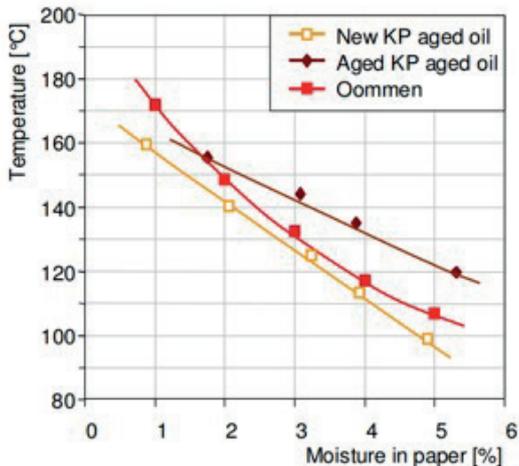


Abbildung 6: Einsatztemperatur der Emission von Gasblasen, abhängig von der Wasserkonzentration im neuen und gealterten Kraft Papier, [18], [19]

Durchführungen

Für Transformatoren, welche nach Loading Guide IEC 60076-7 ausgelegt wurden, führen Durchführungen nicht zu einer Begrenzung der Strombelastbarkeit. Für ältere Transformatoren muss geprüft werden, inwiefern die Durchführungen eine Begrenzung darstellen. Zu beachten sind hierbei die geringen thermischen Zeitkonstanten, ungünstige Wärmeübertragungsverhältnisse und enge dielektrische Auslegung.

Durchführungen verlieren durch fertigungsbedingte Schwachstellen, äußere Einflüsse, Veränderungen im Isolationsgefüge, Teilentladungen und Überspannungen an dielektrischer Festigkeit. Die typischen Alterungsvorgänge sind für die verschiedenen Isolierstoffe jedoch sehr unterschiedlich. In *Hartpapierdurchführungen* (sofern noch im mitteleuropäischen Netz vorhanden) kann Öl eindringen, was die kapazitiven Verhältnisse verschiebt und Teilentladungen und Teildurchschläge begünstigt. Thermisch hoch belastete *Weichpapierdurchführungen* aus ölprägniertem Papier unterliegen einer thermischen Alterung, ggf. mit starker Erhöhung der Verluste, bis hin zur thermischen Instabilität mit Wärmedurchschlag. Diese kann durch periodische Messung von Verlustfaktor und Kapazität überwacht werden. Moderne *RIP- und RIS-Durchführungen* aus harzprägniertem Papier und Kunststoff zeigen diese thermische Alterung i.d.R. nicht.

2.2 Freileitungen

Die thermische Belastbarkeit von Freileitungen wird durch den Durchhang und die Alterung der Verbindungen beschränkt. Dabei gelten die einschlägigen Standards für die mechanische Dimensionierung zur Durchhangermittlung und von Verbindungen und Armaturen: DIN EN 50341, IEEE Std 738-2012 und die CIGRE Broschüre „The thermal behaviour of overhead conductors“, [20]. Bezüglich der mechanischen Dimensionierung, im Speziellen der Durchhangdimensionierung, werden maximale Leiterseiltemperaturen, welche sich im reversiblen Bereich des Werkstoffes befinden, angesetzt. Um die maximal zulässigen Durchhänge nicht zu überschreiten bzw. die minimalen Bodenabstände nicht zu unterschreiten, ist die Einhaltung der maximalen Leitertemperatur eine wesentliche betriebsführende

Komponente. Somit bestimmt die Leiterseiltemperatur, insbesondere die Stahlseele, den maximalen zulässigen Strom, welcher transportiert werden kann.

Das Leiterseil wird im Betrieb im Wesentlichen durch die elektrische Verlustleistung, welche aus dem fließenden Strom und dem Leitungswiderstand resultiert, erhitzt. Zusätzlich wirken auf das Leiterseil die Komponenten der Aufheizung durch die Sonne (q_s), der natürlichen Konvektion (Kühlung aufgrund der Strömung durch Temperaturunterschiede - q_c), der erzwungenen Konvektion (Kühlung durch Wind - q_c) und der Abstrahlung (q_r). Das gesamte thermische System wird durch die Umgebungstemperatur mit einem Offsetwert beeinflusst. Die Wirkung der einzelnen Komponenten ist vom Leiterseil, der Beschaffenheit der Oberfläche sowie den Materialeigenschaften abhängig, Abbildung 7.

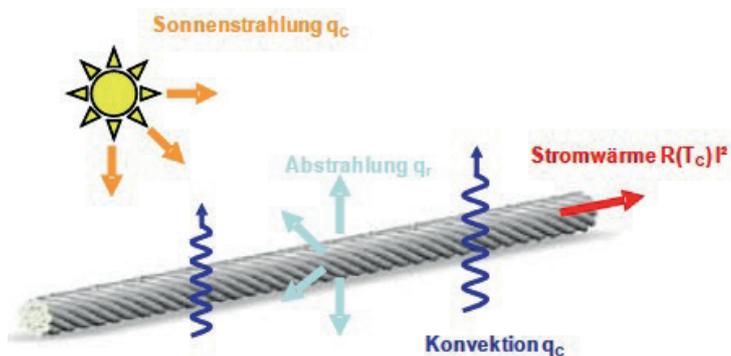


Abbildung 7: Temperaturbeeinflussende Faktoren für eine Freileitungsseil

Die Änderung der Leiterseiltemperatur (dT_c / dt) stellt sich aus der Summe der zufließenden (Stromwärmeverluste $R(T_c) \cdot I^2$ und Sonneneinstrahlung q_s) und der abfließenden (Konvektion q_c und Abstrahlung q_r) Wärmeströme gewichtet mit der Wärmekapazität ein. Befinden sich die zufließenden und abfließenden Wärmeströme im Gleichgewicht strebt das wärmetechnische System eine stationäre Temperatur an, [10].

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{1}{m \cdot c_p} \cdot (R(T_c) \cdot I^2 + q_s - q_c - q_r)$$

Die Ermittlung der Leiterseiltemperatur (stationär, transient und adiabatisch) aufgrund des fließenden Stroms und der vorherrschenden Umgebungsbedingungen ist in verschiedenen Veröffentlichungen publiziert und zusammengefasst dargestellt, z.B. [20], [21].

2.3 Kabel

Bei Kabeln beschränkt die Grenztemperatur des Isolierstoffes, meist Polyethylen mit 90°C , die Strombelastbarkeit. Die Erwärmung entsteht als Folge von eingetragener Stromwärme in Leiter und Schirm, der Umgebungstemperatur, sowie aufgrund der Wärmewiderstände und Wärmekapazitäten in Kabel und Boden. Im Folgenden wird auf die normativen Empfehlungen zur Berechnung der Strombelastbarkeit eingegangen.

Die Strombelastbarkeit von in Erde oder in Luft verlegten Kabeln kann mit dem thermisch-äquivalenten Ersatzschaltbild berechnet werden, verwendet in den Normen IEC 60287 und IEC 60853. Die IEC 60287-1-1 beschreibt die Gleichungen für die Festlegung des zulässigen Stromes sowie die Berechnung der Verluste auf dem Kabel. Die IEC 60287-2-1 gibt die Ermittlung der thermischen Widerstände in Kabel und Umgebung an. Bei Verlegung in Erde muss der thermische Einfluss parallel liegender Kabel mit Hilfe des Spiegelungsverfahrens berücksichtigt werden. Bei der Berechnung können Kabeltypen, Verlegeart und Strombelastung dabei frei kombiniert werden. Wird im Kabelschutzrohr verlegt, so können Durchmesser und Material des Rohres berücksichtigt werden.

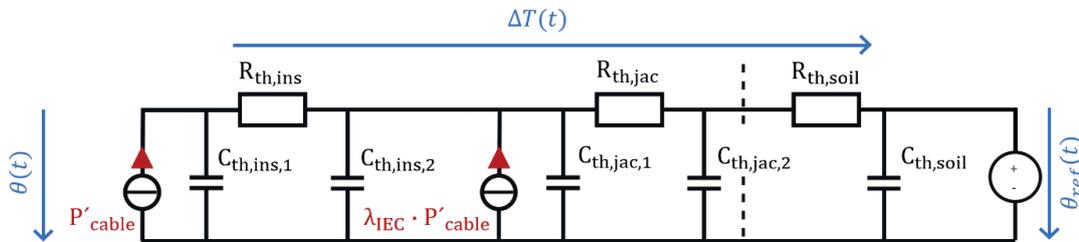


Abbildung 8: Äquivalentes thermisches Netzwerk eines erdverlegten Kabels mit Wärmequellen P' , Wärmewiderständen R_{th} , Wärmekapazitäten C_{th} und den Temperaturen $\theta(t)$ [12]

Bei erdverlegten Kabeln werden etwa 2/3 des gesamten thermischen Widerstands im Modell durch den Erdboden $R_{th,soil}$ bestimmt. Die Strombelastbarkeit ist damit von der Legetiefe, der Bodentemperatur, der Wärmeleitfähigkeit und der Wärmekapazität abhängig. Eine erste Orientierung bietet IEC 60287-3-1 mit in Deutschland angewendeten Standardwerten. Genauere Angaben inklusive jahreszeitlicher Schwankungen und der eventuellen Entstehung von Trockenzonen [12], können durch Untersuchungen von Bodenproben und Betrachtung zum Feuchteregime erhalten werden [22].

Bei **zyklischer Last** wiederholt sich der Tageslastgang alle 24 h, d.h. die Strombelastung liegt unter der von Dauerlast. Dadurch entstehen Abkühlungsphasen, wodurch für Kabel im Vergleich zur Dauerlast mit Belastungsgrad 1 ein höherer maximaler Strom zugelassen werden kann. Mit Hilfe der IEC 60853-1 bzw. IEC 60853-2 kann ein Faktor ermittelt werden, wie viel höher der Tagesmaximalwert des Stromes im Vergleich zur Dauerlast zugelassen werden kann. Mit den gleichen Normen kann auch bei konstanter Last mit Belastungsgrad 1 ein Störbetriebsfaktor in Abhängigkeit von der Dauer des Störbetriebes berechnet werden.

Nach VDE 0276-1000 können nur Trassen mit 1-10 Kabeln in einer Ebene mit gleichmäßigen Abständen, gleichem Kabeltyp, gleicher Strombelastung und gleichem Belastungsgrad (0,5 bis 1,0) betrachtet werden. Davon abweichende Betriebsbedingungen können außerhalb der Norm über die Nachbildung des Kabels in einem Netzwerk aus thermischen Widerständen und Wärmekapazitäten berücksichtigt werden [22], alternativ durch Simulation mit Finite-Elemente-Netzwerken. Bei Legung in Kabelschutzrohren ist nach VDE 0276-1000 ein pauschaler Minderungsfaktor von 0,85 anzusetzen, der aber mit speziellen Bettungsmaterialien auf 1 kompensiert werden kann.

Die Berechnung der Strombelastbarkeit von Trassen mit mehreren erdverlegten Kabelsystemen wird schnell sehr aufwändig. Hier erscheint die Nutzung einer entsprechenden Software sinnvoll, wie z.B. Cymcap (Eaton), Kabellast (B.U-H Planende Ingenieure) oder Cableizer.

Vieradrige Niederspannungskabel können mit den Berechnungsmodellen nach IEC nicht abgebildet werden. Für diese steht die Normenreihe VDE 0276 zur Verfügung. In Abhängigkeit von der Kabelbauart und Leiterquerschnitt ist zuerst der Grundstrom zu ermitteln. Über VDE 0276 Teil 1000 kann dieser Grundstrom dann durch Faktoren an verschiedene Umgebungs-, Lege- und Betriebsbedingungen angepasst werden, [23].

Öl-Papier-Kabel (PILC) unterliegen vergleichbaren Alterungsgesetzen wie eine Öl-Papier-isolierte Transformatorwicklung. Die Autoren von [24] schätzen durch Simulation ab, dass bei regelmäßiger Höherauslastung über den Nennstrom hinaus eine signifikante Alterung des Papiers auftritt. Es wird aber auch darauf hingewiesen, dass die vorhandenen Alterungsmodelle noch große Unsicherheiten aufweisen.

2.4 Schaltgeräte und Schaltanlagen

Die Zuverlässigkeit und Lebensdauer von Geräten und Anlagen hängen von einer Vielzahl von Beanspruchungen unter den einwirkenden Betriebs- und Umgebungsbedingungen ab. Diese Beanspruchungen finden statt unter Betriebsbedingungen, im Fall einer Höherauslastung sowie im Störbetrieb. In diesem Abschnitt werden die Strombelastbarkeiten im Betrieb beschrieben und Hinweise zur Zuverlässigkeit und Lebensdauer gegeben. Die Zuverlässigkeit wird hier betrachtet als der Einfluss von Betriebsbedingungen und Funktionsfähigkeit auf die Verfügbarkeit.

Höhere Strombelastungen von Verbindungen und Kontakten führen zu einer stärkeren Erwärmung von Kontaktstellen. Kontaktstellen finden sich in lösbaren und nicht lösbaren Verbindern sowie in Kontakten von Schaltgeräten und Sicherungen. Weiterhin ist zu unterscheiden zwischen Kontaktstellen in Komponenten und Schaltanlagen mit unterschiedlichen Bauweisen und Kühlungsmechanismen. Werden die genormten maximalen Temperaturwerte dauerhaft überschritten, so ist mit einer Zunahme der Kontaktwiderstände und einer Einschränkung der Funktionsfähigkeit zu rechnen. Bei der Betrachtung von möglichen höheren Strombelastungen sind bei Schaltanlagen alle Komponenten wie bspw. Messwandler, Kabelendverschlüsse oder Sicherungsanbauten zu berücksichtigen. Die Kontaktstücke von Schaltgeräten unterliegen bei häufigem Schalten mit großen Strömen einer höheren Alterung. Damit nehmen die zulässigen Schaltspielzahlen ab. Es wird empfohlen die Erfahrungen der Hersteller in die Überlegungen mit einzubeziehen. Die unterschiedlichen Bauweisen und Kühlungsmechanismen sind bei der Übertragung von Ergebnissen aus Erwärmungsversuchen zwischen unterschiedlichen Komponenten oder Anlagen zu berücksichtigen, Abbildung 9.

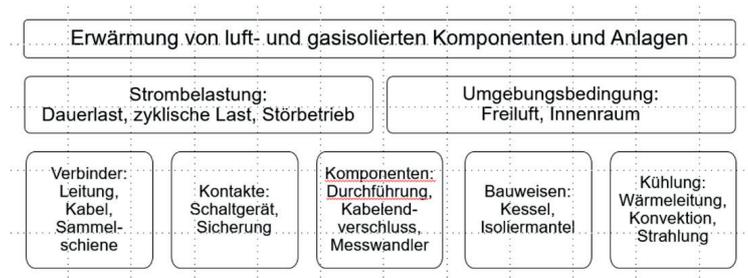


Abbildung 9: Einflussfaktoren auf die Erwärmung von Komponenten und Anlagen, [25]

Erst wenn die in den Normen genannten Grenztemperaturen für die Bauteile in der Anlage überschritten werden, kommt es zu Eigenschaftsveränderungen. Bei den Kontakten führen die Veränderungen der Materialeigenschaften zur Erhöhung der Kontaktwiderstände. In der Folge nehmen die elektrischen Verluste zu und die Strombelastbarkeit der Kontakte ab [25]. Die Zuverlässigkeit bzw. die Lebensdauer der Geräte und Anlagen verringern sich. Einen ersten Eindruck vermittelt die Abbildung 10 für Stromklemmverbinder aus Aluminium im Innenraumbereich. Die Untersuchungen in [26] zeigen die Abnahme der Lebensdauer bei dauerhafter höherer Strombelastung und benennen die Alterungsmechanismen.

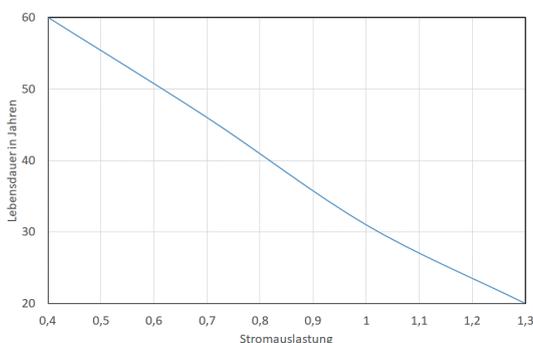


Abbildung 10: Abhängigkeit des Alterungsverhalten einer Aluminium-Klemmverbindung von der Dauerstrombelastung unter Innenraumbedingungen [26]

Der Einfluss der höheren Auslastung wird im Folgenden für Freiluftschaltanlagen und gasisolierte Schaltanlagen getrennt betrachtet.

Thermische Belastung von elektrischen Kontaktstellen

Die Strombahnen in Elektroenergieversorgungssystemen enthalten eine Vielzahl von elektrischen Kontaktstellen, die in unterschiedlichen technischen Ausführungen vorliegen. Die Lebensdauer dieser Verbindungen oder Kontakte hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie zum Beispiel deren Gestaltung, den verwendeten Werkstoffen und den auftretenden Belastungen. Es gibt verschiedene Alterungsmechanismen, die die Eigenschaften elektrischer Verbindungen beeinflussen können, [48].

- Ein Beispiel ist die *chemische Alterung*, die durch Reaktionen der Kontaktstückoberfläche mit dem umgebenden Medium entsteht.
- Wenn unterschiedliche Werkstoffe miteinander verbunden werden, können durch Interdiffusion *intermetallische Zwischenschichten* entstehen, die einen höheren spezifischen Widerstand als die ursprünglichen Werkstoffe aufweisen.
- Des Weiteren kann *Kriechalterung* durch Kriechen oder Spannungsrelaxation in den Kontaktstücken und Federelementen auftreten.
- Ein weiterer Alterungsmechanismus ist das *Fretting*, das durch makroskopische und mikroskopische Reibung zwischen den Kontaktstücken entsteht, beispielsweise bei Temperaturwechseln, was unerwünschte Veränderungen auf der Oberfläche der Kontaktstücke zur Folge haben kann.

Beispiel Aluminium-Schraubverbindung eines Leiterseils

Im Rahmen eines Langzeitexperiments über drei Jahre [48] wurde die Alterung einer Aluminium-Aluminium-Schraubenverbindung untersucht, die als Verbindungsklemmen auf einem Freileitungsseil Al/St 183/30 eingesetzt wurde. Während des Experiments wurden die Verbindungswiderstände $R_v(t)$ und Gütefaktoren $k_u(t)$ gemessen. Für verschiedene Anfangsgütefaktoren k_{u0} (alle innerhalb des zulässigen Bereichs) wurde der zeitliche Verlauf $k_u(t)$ für eine Strombelastung I rechnerisch extrapoliert, die auf den Bemessungsstrom I_n des Freileitungsseils bezogen wurde. Dabei wurden drei verschiedene Strombelastungen betrachtet:

- $0,6 I_n$, was der heute üblichen Praxis entspricht,
- $1,0 I_n$, entspricht dem Bemessungsstrom
- $1,3 I_n$ entspricht einer höheren Belastung der Verbindung

Die Ergebnisse der Trendabschätzung zeigen in Abbildung 11, dass eine ordnungsgemäß montierte Verbindung eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten bei einer Belastung von 60 % des Bemessungsstromes hat, was mit praktischen Erfahrungen übereinstimmt. Eine höhere Strombelastung nahe dem Bemessungswert oder darüber ist prinzipiell möglich, aber eine langfristige hohe Strombelastung führt zu einer signifikanten Verkürzung der Lebensdauer. Somit kann nachgewiesen werden, dass die Alterung von elektrischen Verbindungen in Übertragungs- und Verteilnetzen der Elektroenergieversorgung sehr stark von der Strombelastung abhängt und zu einer schnelleren Alterung führen wird. Betreiber der Netze müssen sich auf kürzere Nutzungsdauern und somit höhere Kosten sowie eine Verringerung der Zuverlässigkeit ihrer Systeme auf lange Sicht einstellen. Beispielhafte Zahlen liefert das Experiment aus [48]: Eine Stromerhöhung von 60 % auf 100 % des Bemessungsstroms führt zu 50 % Lebensdauerverlust. Eine weitere Erhöhung des Stromes auf 130 % verringert die ursprüngliche Lebensdauer auf 25 %.

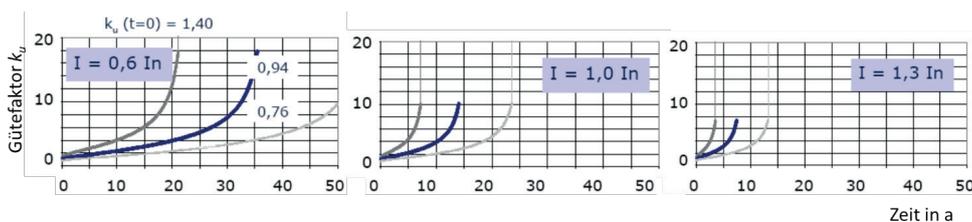


Abbildung 11: Einfluss der Strombelastung I auf den Gütefaktor k_u einer Aluminium-Klemmverbindung. Die Anfangs-Gütefaktoren k_{u0} betragen 0,76, 0,94 und 1,4, aus [48]

Freiluft-Schaltanlagen

An Kontakten und Klemmverbindern unter Freiluftbedingungen treten Oxidschichten auf, welche Fremdschichten bilden, insbesondere in Reaktion mit der Umgebung. Temperaturwechsel bauen die Kontaktkraft ab, was Verbindungen irreversibel lockert. Häufige, langandauernde Strombelastungen führen zur Erwärmung und können zu einer Erhöhung der Kontaktwiderstände führen. Alle diese Mechanismen verringern die Zuverlässigkeit, begrenzen die Lebensdauer oder machen zusätzliche Instandhaltungsarbeiten erforderlich.

In Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen, wie bei den Freileitungen beschrieben, sind höhere Auslastungen der Schaltgeräte- und anlagen möglich. Vergleicht man die Strombelastbarkeit von Freiluft-Leistungsschaltern mit der von Freileitungen, so fällt folgendes auf: Eine geringe Umgebungstemperatur erhöht die Strombelastbarkeit deutlich, während eine höhere Windgeschwindigkeit nur einen schwachen Einfluss auf die Kühlung der Schaltanlagenkomponenten hat. Günstige Umgebungsbedingungen ermöglichen eine Strombelastbarkeit von bis zu 170 % des Bemessungsstromes.

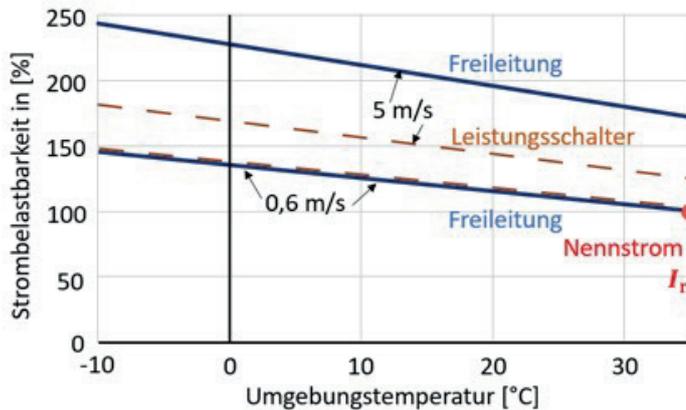


Abbildung 12: Einfluss von Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur auf die Strombelastbarkeit eines Freiluft-Leistungsschalters im Vergleich zur zugeordneten Freileitung [48]

Ähnliche Zusammenhänge dürfen für Trennschalter und Sammelschienen erwartet werden. Für Stromwandler sind höhere Auslastungen möglich, aber mit den Herstellern abzuklären.

Weitere Möglichkeiten für eine höhere Auslastung bieten dynamische Lastprofile oder kurzzeitige höhere Strombelastungen durch Schaltmaßnahmen im Netz. Aus Erwärmungstests, bspw. im Rahmen von Typprüfungen, sind den Herstellern die Zeitkonstanten für die Erwärmung der Komponenten bekannt. Die max. zulässigen Übertemperaturen werden erst nach einigen Stunden erreicht. Für Schaltgerätekontakte sind bspw. max. Werte von 105 °C nach IEC 62271 zulässig. Bei einem kurzzeitigen Betrieb im Bereich von wenigen Stunden mit höherer Auslastung werden trotz höherer Strombelastung die Maximaltemperaturen eingehalten. Beispielhafte Temperaturverläufe werden im Abschnitt gasisolierte Schaltgeräte und -anlagen gezeigt.

Gasisolierte Schaltgeräte und -anlagen

Bei gasisolierten Schaltanlagen beeinflusst die Umgebungstemperatur ebenfalls die Stromtragfähigkeit, wenn auch bei Einbau in eine zusätzliche Gebäudehülle in geringerem Maße. Beispielhaft ist in Abbildung 13 für eine SF6-isolierte Mittelspannungs-Schaltanlage der Einfluss dargestellt. Herrschen in Innenräumen oder Stationskörpern geringere Temperaturen als die Bezugstemperatur von 40°C für die Erwärmung, so steigt die Stromtragfähigkeit um 10 bis 20 %. Dabei sind allerdings alle Komponenten wie Messwandler oder Sicherungen zu berücksichtigen.

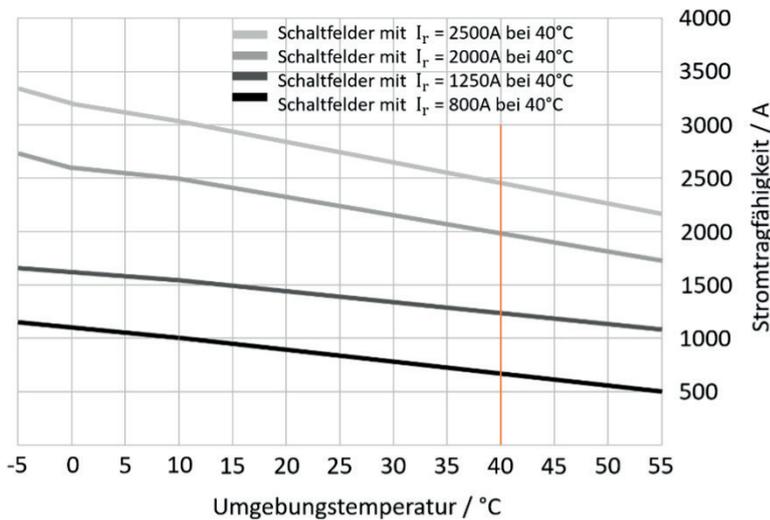


Abbildung 13: Einfluss Umgebungstemperatur auf Stromtragfähigkeit einer gasisolierten Mittelspannungs-Schaltanlage [27]

Bei kurzzeitiger höherer Auslastung von Schaltgeräten und Schaltanlagen eröffnen sich neue Spielräume. Die Erwärmungszeitkonstanten durch die vielschichtigen Mechanismen der Wärmeabgabe in Schaltanlagen liegen im Bereich von 1 bis 2 Stunden. Die Endtemperaturen der Kontakte als kritische Stellen werden erst nach ungefähr 5 Zeitkonstanten erreicht. Damit besteht die Möglichkeit für Zeiträume im Bereich von 1 bis 2 Zeitkonstanten die Schaltgeräte oder Schaltanlagen höher auszulasten. Dies zeigt das Ergebnis eines Erwärmungsversuches für eine Mittelspannungs-Schaltanlage mit Leistungsschaltern [31]. Um das dynamische Verhalten für den 1,1-fachen Bemessungsstrom vor Erreichen des stationären Endwertes zu zeigen, wurde der Strom im Erwärmungsversuch nach 3 Stunden ausgeschaltet. In dieser Zeit erreichten die Kontakte des Leistungsschalters eine Erwärmung von 90 % des maximal zulässigen Wertes.

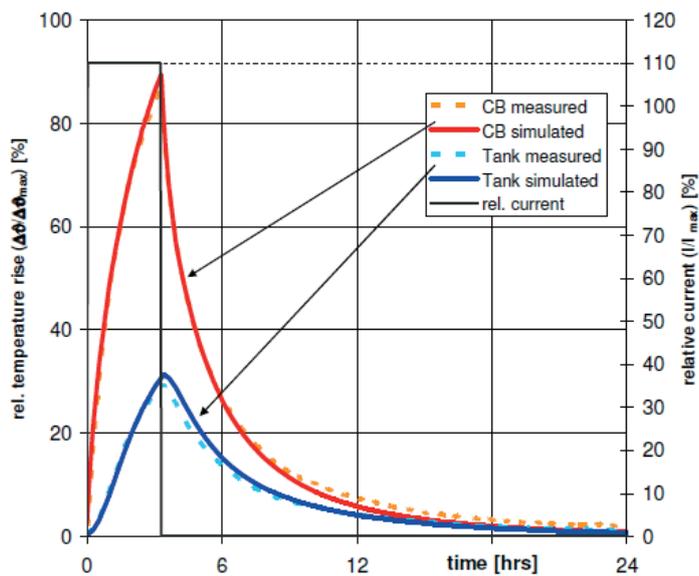


Abbildung 14: Temperaturerhöhung am Leistungsschalter und am Schrank einer Mittelspannungsschaltanlage: Vergleich von gemessenen mit simulierten Größen, [31]

3 Empfehlungen zum Betrieb bei höherer Auslastung

Die erhöhte Auslastung kann sich auf die Fehlerhäufigkeit und Alterung auswirken. Daher wird empfohlen, beide Kenngrößen zu überwachen. Dabei können auch Diagnosemethoden verwendet werden, die keine Abschaltung der Betriebsmittel erfordern, also online messen. Abhängig von den Ergebnissen sollten die Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien angepasst werden. In einem ersten Schritt könnten verkürzte Inspektions- und Wartungsintervalle in Betracht gezogen werden.

Um mögliche Änderungen und ihre Ursachen besser erkennen zu können, sollten vor einer erhöhten Auslastung Zustandserfassungen durchgeführt werden. In einigen Fällen können jedoch Unsicherheiten hinsichtlich der elektrischen und daraus resultierenden thermischen Belastungen bestehen. Daher wird empfohlen, gegebenenfalls die theoretischen Überlegungen durch Messungen zu verifizieren.

3.1 Transformatoren

Da durch eine höhere Auslastung des Transformators die thermischen Verluste in der Wicklung quadratisch mit dem Strom ansteigen, hat der Betrieb über der Nennleistung hinaus einen bedeutenden Einfluss auf die Erwärmung des Transformators und somit auf die Belastung der Papierisolierung und deren Alterung. Für die Bewertung und genaue Berechnung der sich einstellenden Temperaturen bei einer Höherauslastung ist das Verständnis des thermischen Verhaltens maßgebend.

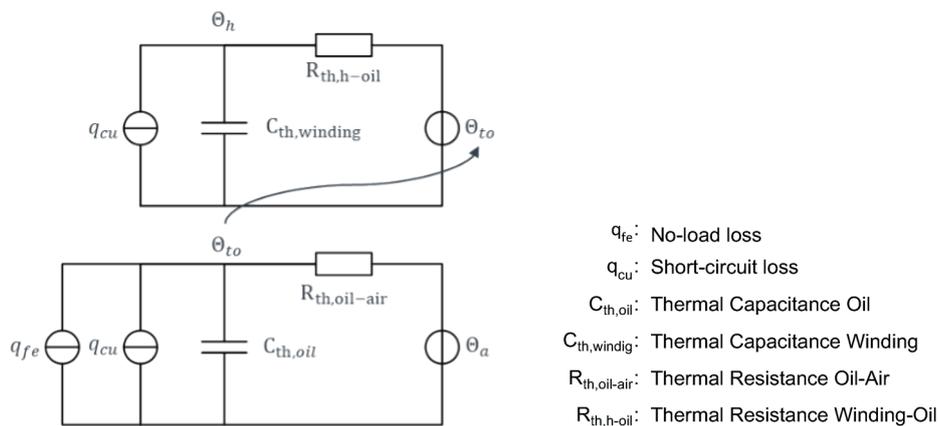


Abbildung 15: Thermisches Ersatzschaltbild eines Transformators nach IEC 60076-7

Dieses thermische Verhalten lässt sich wie in Abbildung 15 mit zwei thermischen Ersatzschaltbildern darstellen. Dabei bestehen beide Ersatzschaltbilder jeweils aus der thermischen Kapazität des Öls und der Wicklung $C_{th, Wicklung}$ ($C_{th, wicklung}$ und $C_{th, öl}$), jeweils einem thermischen Widerstand ($R_{th, h-öl}$ und $R_{th, öl-luft}$) und jeweils einer Wärmequelle bestehend aus den Eisenverlusten q_{fe} und den Kupferverlusten q_{Cu} wobei für die Heißpunkttemperatur nur noch die Kupferverluste eine relevante Größe darstellen.

Aus dem in Abbildung 15 dargestellten Ersatzschaltbild lässt sich ein thermisches Modell ableiten. Hierbei hat sich im internationalen Vergleich die Berechnung nach der IEC 60076-7 und der IEEE C57.91 durchgesetzt. Beide Varianten unterscheiden sich hierbei nur minimal. Des Weiteren hat sich in der europäischen Norm ein exponentieller und ein differentieller Berechnungsansatz durchgesetzt, wobei der exponentielle Ansatz zur Verwendung während des Wärmelaufes bei der Typprüfung des Transformators und der differentielle Ansatz zur Bestimmung der Temperaturen im Betrieb und für die Anwendung im Monitoring Bereich empfohlen wird [32]. Eine weitere Berechnungsempfehlung für die thermische Modellierung bietet die CIGRE Broschüre A2.38 [11].

Messung der Heißpunkttemperatur

Die direkte Messung der oberen Öltemperatur und der Heißpunkttemperatur (die höchste Temperatur innerhalb der Wicklung) ermöglichen optische Sensorsysteme, welche allerdings bereits bei der Fertigung der Wicklung integriert werden müssen. Da dieses Messverfahren nicht nachrüstbar und fehleranfällig ist, werden wesentlich häufiger indirekte Temperaturmessmethoden verwendet.

Um indirekt aus der oberen Öltemperatur die relevante Heißpunkt-Temperatur im Transformator berechnen zu können, müssen Umgebungstemperatur θ_a und die obere Öltemperatur θ_{to} gemessen werden. Die obere Öltemperatur ermittelt ein Temperaturmesselement, welches in eine Thermometertasche im Deckel des Kessels eingebaut wird, wobei eine gut umströmte Position wichtig ist.

Außerdem kann die örtliche Verteilung Temperatur in Transformatorwicklungen mit speziellen Lichtwellenleitern gemessen werden. Die faseroptische Temperaturmessung (DTS distributed temperature sensing) nutzt den Raman-Effekt, die temperaturabhängige Rückstreuung von Licht an mikroskopisch kleinen Dichteschwankungen in der Glasfaser. Allerdings muss auch dieses System bereits bei der Fertigung integriert werden.

Berechnung der Temperatur der obersten Ölschicht und der Heißpunkttemperatur

Für die Berechnung der oberen Öltemperatur und der Heißpunkttemperatur nach IEC 60076-7 sind die Kurzschlussverluste und die Leerlaufverluste ausschlaggebend für die Anpassung der Berechnung an den jeweiligen Transformator. Da eine genaue Messung der Öltemperatur innerhalb der Wicklung oder eine Messung der Heißpunkttemperatur in der Regel selten und eine Messung der Mischtemperatur an der obersten Ölschicht am Kessel häufig verfügbar ist, beziehen sich die Berechnungen und die Parametrierungen der thermischen Modelle in der IEC 60076-7 auf die Übertemperatur der oberen Ölschicht im Kessel und der Übertemperatur des Heißpunktes. Die beiden Größen $\Delta\theta_{to,R}$ und $\Delta\theta_{h,R}$ beziehen sich hierbei auf den eingeschwungenen Zustand bei Bemessungslast, siehe Abbildung 3.

Zusätzlich zu den Verlusten im Transformator sind sowohl weitere Faktoren zur Korrektur des nichtlinearen Einschwingverhaltens bei bestimmten Kühlungsarten als auch die Trägheit des Erwärmungs- und Abkühlprozesses zu berücksichtigen. Hierbei werden unterschiedliche Trägheiten für die Berechnung der Öltemperatur und der Heißpunkttemperatur angenommen.

Zur Bestimmung dieser Parameter gibt es verschiedene Möglichkeiten.

- Parametrierung anhand des Wärmelaufes des Transformators
- Parametrierung mit Messdaten aus dem Betrieb
- Parametrierung der Modelle aus empirischen Größen aus der IEC 60076-7

Die schwierigste aber auch die genaueste Variante ist die Parametrierung anhand von Messdaten aus dem laufenden Betrieb. Hierbei muss das Modell mit den historischen Messdaten des Transformators gespeist werden und somit die unbekannt thermischen Größen bestimmt werden. Für eine Parametrierung der Modelle für die Berechnung der Heißpunkt- und der Öltemperatur werden fiberoptische Temperaturmessungen in der Transformatorwicklung vorausgesetzt. Eine Empfehlung sowohl für die Anzahl als auch die Positionierung der fiberoptischen Temperaturmessungen ist in der IEC 60076-2 zu finden. Diese Variante hat sich bisher auf Grund der hohen Komplexität nicht durchgesetzt. Bei vorhandenen Wärmelaufdaten kann eine Kombination aus Daten aus dem Wärmelauf und Parameter aus der IEC 60076-7 verwendet werden. Nur für den Fall, dass keine Informationen über das thermische Verhalten des Transformators vorhanden sind, können die empirisch ermittelten Werte aus der IEC 60076-7 verwendet werden. Für die genaue Berechnung und Funktionsweise der thermischen Modelle wird auf die IEC 60076-7 verwiesen.

Temperatur- und Belastungsgrenzen

Temperatur- und Strombelastungsgrenzen müssen bei einer Höherauslastung immer berücksichtigt werden und sind in Tabelle 1 für verschiedene Belastungsfälle angegeben. Diese Grenzwerte sollten im Normalbetrieb des Betriebsmittels dauerhaft eingehalten werden. Für den kurzfristigen und langfristigen Notbetrieb gelten nach IEC 60076-7 höhere Temperaturgrenzwerte. Durch die Auslegung der Kühlung des Transformators nach IEC 60076-2 und IEC 60076-14 auf eine maximale Umgebungstemperatur von 40 °C ergibt sich eine theoretische höhere Belastungsgrenze jedes Transformators für Umgebungstemperaturen unterhalb der Auslegungsumgebungstemperatur.

Die maximal zulässige Belastung des Transformators wird nach [IEC 60076-7](#) in Tabelle 1 auf den 1,3 fachen Bemessungsstrom für Transformatoren >100 MVA bzw. den 1,5 fachen Bemessungsstrom für Transformatoren mit einer Bemessungsleistung <100 MVA begrenzt. Diese Ströme gelten als oberes Belastungslimit, wobei gleichzeitig die Temperaturgrenzen nicht überschritten werden dürfen.

	Normalzyklische Belastung		Lang anhaltender Notbetrieb		Kurz anhaltender Notbetrieb	
	≤100 MVA	>100 MVA	≤100 MVA	>100 MVA	≤100 MVA	>100 MVA
Heißpunkttemperatur (°C)	120	120	140	140	160	160
Temperatur der obersten Ölschicht im Kessel (°C)	105	105	115	115	115	115
Strombelastungsgrenze (%)	1,5 x	1,3 x	1,5 x	1,3 x	1,8 x	1,5 x

Tabelle 1: Maximal zulässige Temperatur- und Stromgrenzwerte für eine Belastung über die Bemessungsleistung, aus IEC 60076-7

Einfluss auf den Lebensdauerverbrauch

Der Lebensdauerverbrauch bzw. der Einfluss von hohen Temperaturen im Transformator hängt maßgeblich von der Alterung der Papierisolierung ab. Hierbei wird in der IEC 60076-7 zwischen zwei verschiedenen Isolierpapieren unterschieden. Der Unterschied zwischen diesen Papierarten liegt in der Hotspot-Temperaturgrenze, bei der das Isolierpapier eine erhöhte Alterung, als vom Hersteller über die gesamte Lebensdauer des Leistungstransformators erwartet, aufweist.

Die Alterungsgleichungen zur Berechnung der relativen Alterungsrate über einen Zeitraum einer konstanten Belastung mit der Hotspottemperatur θ_h als Eingangsgröße bei Verwendung von Mineralöl lauten wie folgt (IEC 60076-7, IEC 60076-14):

Mineralöl und nicht stabilisiertes Papier

$$V = 2^{\frac{\theta_h - 98}{6}}$$

(1)

Mineralöl und stabilisiertes Papier

$$V = e^{\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h+273}}$$

(2)

Der effektive Lebensdauerverlust kann mit Gleichung (3) berechnet werden, wobei V die relative Alterungsrate aus Gleichung (1) oder (2) und t die Dauer der durch die Hotspottemperatur verursachten Alterungsrate ist.

$$L = \sum_{n=1}^N V_n \cdot t_n \quad (3)$$

Somit ergibt sich eine Alterungszeitspanne, welche nicht länger als die Betriebszeit des Transformators sein darf.

Höhere Temperaturen mit alternativen Isoliersystemen

Umweltfreundliche Isolieröle auf Basis von Pflanzenöl (natürliche Ester) und synthetischen Estern sind als Alternativen zu Mineralöl kommerziell erhältlich. Diese Isolierflüssigkeiten entsprechen den IEC-Standards.

Drei Faktoren sollen die Lebensdauer des Isolierpapiers verlängern, wenn es mit natürlichen Estern imprägniert wird [33].

1. Die hohe Wasserbeständigkeit von Estern, die signifikant höher ist als die von Mineralölen. Dieser Faktor allein kann jedoch nicht erklären, wie das Papierisoliermaterial trocken wird, da die Zellulose eine viel größere Affinität für Feuchtigkeit als Isolierflüssigkeiten aufweist.
2. Der hydrolytische Schutz tritt auf, weil Wasser mit natürlichen Estern reagiert und langkettige Fettsäuren bildet, die für Papier harmlos sind. Diese Reaktion initiiert einen kontinuierlichen Dehydratisierungsprozess der Zellulose.
3. Die Zellulose-Trans-Esterifizierung, d.h. die langkettigen Fettsäuren reagieren mit Hydroxyls (-OH) Termination der Zellulose und fördern die Hydrophobie des Papiers [34]

Diese drei Faktoren bilden die Grundlage für die Annahme, dass Esterflüssigkeiten die Langzeitwärmeleistung von Zellulosepapieren verbessern. Verschiedene Studien zu diesem Thema sind in Informative Annex C von IEC 60076-14 zusammengefasst. In der Version des Standards, die 2013 veröffentlicht wurde, werden die Grenzwerte für die Temperatur bei einer maximalen Belastung über die Bemessungsgrenze hinaus für Ester/Zellulose-Systeme wie in Tabelle 2 vorgeschlagen.

	Normalzyklische Belastung		Lang anhaltender Notbetrieb		Kurz anhaltender Notbetrieb	
	nicht stabilisiert	stabilisiert	nicht stabilisiert	stabilisiert	nicht stabilisiert	stabilisiert
Heißpunkttemperatur (°C)	140	150	150	160	170	180
Temperatur der obersten Ölschicht im Kessel (°C)	130	130	140	140	140	140

Tabelle 2: Maximal zulässige Temperatur- und Stromgrenzwerte für eine Belastung über die Bemessungsleistung hinaus bei der Verwendung von Ester Öl und thermisch behandeltem Papier nach IEC 60076-14

3.2 Freileitungen

Um vorhandene Freileitungen gezielt höher zu belasten, eignen sich:

1. die Überwachung der Abspannkräfte
2. die Überwachung von Seilschwingungen
3. der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb.

Bei Neubeseilung bieten eine Temperaturmessung mit Lichtwellenleitern DTS oder Hochtemperaturleiterseile HTLS eine höhere Belastbarkeit.

Seiltemperaturabhängige Anpassung des Leiterseilstroms

Die sehr sicherheitsorientierte Festlegung der Belastbarkeit von Leiterseilen bei 35°C und 0,6 m/s Windgeschwindigkeit bietet erhebliche Potentiale für eine dynamische Höherauslastung. Mehr als 200 % über der Bemessungslast sind unter Umständen erzielbar. Gezielte Höherauslastung bei minimalem Risiko verlangt jedoch ein genaues, zeit- und ortsaufgelöstes Monitoring des Seilzustands und -durchhangs.

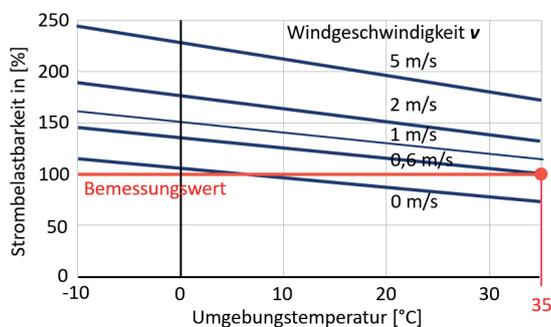


Abbildung 16: Strombelastbarkeit von Freileitungsseilen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur, [48]

Überwachung der Abspannkräfte

Bereits seit den 1970er Jahren werden Kraftmessgeräte eingesetzt, welche den **Seilzug in Abspannkett**en bestimmen (CAT – Dynamic Line Rating System). Daraus schließt man auf den Seildurchhang. Die Strombelastbarkeit kann um ca. 14 % erhöht werden, berichtet [44]. Den reichen Erfahrungen mit dieser Messtechnik steht die aufwändige Nachrüstung gegenüber, da die Abspannkette aufgetrennt werden muss.

Überwachung der Seilschwingungen

Ein anderes Messverfahren erfasst die **Schwingungen des Leiterseils** und schließt daraus auf den Seildurchhang, [45]. Da die Sensoren direkt am vorhandenen Leiterseil montiert werden, stellt sich die Nachrüstung als einfach dar. Auch hier kann die Strombelastbarkeit um bis zu 15 % erhöht werden. Installiert werden diese Messgeräte an den Orten der Trasse, wo der Durchhang kritisch werden kann.



Abbildung 17: Monitoring der Abspannkräfte (links) und der Seilschwingungen (rechts, [45])

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb verspricht ein umfassenderes Bild gegenüber dem Monitoring mit lokalen Sensoren, welche nur die punktuelle Belastbarkeit abbilden. Dabei wird aus **Wetterdaten** dynamisch die aktuelle Strombelastbarkeit berechnet und an die Leittechnik übergeben. Ausführlich beschrieben wird dieses Verfahren in [46]. Abhängig von den Wetterbedingungen berichtet [46] dynamische Höherauslastung von bis zu 58 %. Auf Seite 39 wird von der praktischen Umsetzung berichtet. Mit der Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-5 beschreibt VDE FNN Voraussetzungen, die für einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb notwendig sind.

Distributed Temperatur Sensing für neue Freileitungsseile

Durch den Raman-Effekt, der auf Veränderungen von Dämpfung und Brechung durch Temperatur, Druck und Kräfte beruht, ermöglicht Distributed Temperatur Sensing (DTS) eine aktuelle und orts aufgelöste Temperaturmessung in neuen Freileitungsseilen. Bei Gesamtlängen von bis zu 30 km bieten DTS Systeme eine Genauigkeit von bis zu ± 1 K und eine Ortsauflösung von 1 m, [55]. Dadurch ist eine minutengenaue Überwachung der Auslastung sowie die vollständige Berücksichtigung von Umgebungstemperaturen, Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung und anderen Wärmequellen möglich. Allerdings wird DTS heute vorrangig bei Kabelstrecken eingesetzt.

Neubeseilung mit HTLS

Hochtemperaturleiterseile (HTLS High Temperature Low Sag) haben den Vorteil, dass sie bei höheren Temperaturen betrieben werden können (bis zu 200°C) als herkömmliche Leiterseile (80°C), da ihr Durchhang geringer ist. Dadurch können höhere Leistungen übertragen werden. Die höhere Temperaturbeständigkeit des Seils ermöglicht auch einen Betrieb unter extremen klimatischen Bedingungen wie z.B. in Wüstengebieten, wo herkömmliche Leiterseile schnell überlastet werden könnten. Hochtemperaturleiterseile sind in der Regel fünf bis elfmal teurer als herkömmliche Seile, aber die höhere Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit kann in bestimmten Anwendungen die Kosten rechtfertigen. Insbesondere dann, wenn ein Neubau vermieden werden kann, sondern nur eine Neubeseilung nötig wird, könnten Zeit und Geld gespart werden. Ein weiterer Nachteil liegt in den bis vierfach höheren Leistungsverlusten [62].

3.3 Kabel

Bestehende Kabelnetze

Bestehende Kabelnetze höher auszulasten, trifft auf das Problem, dass Kabel schwer zugänglich sind und neben dem Betriebsstrom kaum Online-Informationen zur Verfügung stehen. Dennoch sind höhere Belastungen möglich, sowohl dauerhaft als auch zyklisch und dynamisch.

Eine höhere **dauerhafte Belastbarkeit** kann durch genauere Kenntnis der Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens erreicht werden. Das thermische Ersatzschaltbild für Kabel (Abbildung 8) kennzeichnet den *Wärmewiderstand des Erdbodens* als wichtigste Ursache für die Kabelerwärmung. Er beträgt typisch 70 % des gesamten Wärmewiderstands. Praktische Messungen zeigten (Tabelle 6), dass ein blindes Vertrauen auf Normangaben zu Überschätzungen von 100 % führen kann. Deshalb wiederum kann die genaue Kenntnis des thermischen Erdbodenwiderstands zu einer deutlich höheren Stromtragfähigkeit führen.

Grundsätzlich nehmen Normen den Worst Case an, nutzen also tendenziell Betriebsmittel an ihrem tatsächlichen Einsatzort nicht aus. Dazu berichtet [52] von einer Überschätzung der Leitertemperatur durch konventionelle Berechnungen um ~ 18 K bei einer Außentemperatur von 0°C . Dies entspricht

einer höheren Belastbarkeit von etwa 200 A für ein 110 kV Kabel. Die Außentemperatur wirkt sich nach 2 bis 3 Wochen auf die Bodentemperatur aus. [12] berechnet detailliert die Belastbarkeit von Kabeln auf Basis einer geographischen Karte, welche die Wärmeleitfähigkeit verschiedener Bodenarten berücksichtigt und beim Bayernwerk zum Einsatz kommt. Ausführliche Hilfestellungen zur Berechnung liefert die CIGRE Broschüre „Power cable rating examples for calculation tool verification“, [51].

Die **dynamische Belastbarkeit** kann, wie bei anderen Betriebsmitteln, mittels der Zeitkonstanten zur Erwärmung berücksichtigt werden. Dies ermöglicht eine deutlich höhere Belastung.

1. Bereits die DIN VDE 0276 gibt die Belastbarkeit von Kabeln mittels Lastfaktoren an, was Zeitkonstanten impliziert. Allerdings wird in der Praxis meist stereotypisch die EVU-Last mit einem Lastfaktor von 0,7 angenommen. Gerade bei erneuerbaren Erzeugern jedoch treten deutlich kleinere Lastfaktoren auf. Bei Photovoltaik beträgt der Lastfaktor etwa 0,35, was bei Anwendung und Extrapolation der DIN-Tabellen zu einer um 26 % höheren Belastbarkeit führt, im Vergleich zur EVU-Last. DIN VDE 0276 Teil 1000 bezieht sich u.a. auf [53], was die Extrapolation der Tabellen ermöglicht. Bei Kabelhäufungen steigt die Belastbarkeit noch deutlicher gegenüber der EVU-Last.
2. Genauer wird die dynamische Belastbarkeit mit Hilfe des thermischen Ersatzschaltbilds nach IEC 60853 ermittelt.
3. Die dritte und genaueste Methode schließlich besteht in einer Multiphysics-Simulation mit Finite Element Software wie z.B. Comsol. Durch die Kopplung von thermischen mit elektrischen Solvern können auch letzte Reserven simulativ erschlossen werden [54].

Neu für bestehende Kabelnetze ist die **Nachrüstung von Temperatursensoren**. Hier werden insbesondere die Garnituren von MS-Kabeln mit Sensoren zur Temperaturmessung nachgerüstet, ähnlich den kapazitiven Sensoren zur Spannungsmessung. Sensoren können auch in der Kabeltrasse platziert werden. Stehen Echtzeit-Temperaturen zur Verfügung, ermöglicht dies den Betreibern eine gezielte und punktgenaue Auslastung der Kabelstrecken, vgl. dazu Seite 40.

Vorgehensempfehlung bei einer erhöhten Strombelastung

Für die Ermittlung der Strombelastbarkeit von Kabelstrecken wird folgendes Vorgehen empfohlen:

1. Festlegung, für welche Zeiträume Strombelastbarkeiten zu ermitteln sind. Je nach Aufgabe der Kabelstrecke und Organisation des Netzbetriebes können hier unterschiedliche Zeiträume interessant sein. Für Verteilungsnetze könnte eine mögliche Aufteilung sein: (1) Dauernd, (2) zyklisch, (3) längerer Störbetrieb, (4) kurzzeitiger Störbetrieb, vgl. Glossar auf S. 53.
2. Abschätzung der Lastgangcharakteristik:
 - I. Bei zyklischen Lastverläufen im EVU-Netz ist der für 24 h definierte Belastungsgrad nach VDE 0276 Teil 1000 gut geeignet, vgl. Abbildung 37. Dies gilt auch für ein photovoltaisches Einspeiseprofil, wo der Lastfaktor bei 0,35 liegt.
 - II. Beim Einspeiseprofil Wind muss der Betrachtungszeitraum auf über 24 h erhöht und die thermischen Zeitkonstanten von Kabelgräben berücksichtigt werden. Diese liegen bei 1 bis 3 Wochen.
 - III. Die Lastgänge können sich im Jahresverlauf unterscheiden, deshalb können für die Jahreszeiten unterschiedliche Strombelastungen festgelegt werden. Die einfachste Variante wäre z.B. eine Unterteilung in Winter (November bis März) und Sommer (April bis Oktober).
 - IV. Für die Berechnung von nur wenige Tage anstehenden Strombelastungen, wie z.B. bei Windkraftanlagen, kann eine Vereinfachung des Lastgangs zu einer Stufenlast und die Berechnung der Strombelastung nach IEC 60853 erfolgen.
3. Erweiterung des Netzwerks aus Wärmewiderständen um Wärmekapazitäten. Damit können Zeitreihen der Leitertemperatur für beliebige Stromzeitreihen berechnet werden, insbesondere beim Einspeiseprofil Wind. Die Genauigkeit dieser Rechnungen hängt vor allem von der Ermittlung der thermischen Eigenschaften des Bodens ab, insbesondere dem Wärmewiderstand.

4. Die gesamte Kabelstrecke muss auf thermische Engpässe untersucht werden. Dies können z.B. große Kabelhäufungen, Straßenunterquerungen im Schutzrohr oder Kreuzungen bzw. Parallelverläufe mit Fernwärmeleitungen sein. Hierbei sind Strecken mit abweichenden Legebedingungen ab 3 m Länge zu berücksichtigen [63]. Häufig sind derartige Abschnitte im Vergleich zur Gesamtstrecke sehr kurz, bestimmen aber dennoch die Strombelastbarkeit der ganzen Leitungsverbindung. Je nach Lastgang können verschiedene thermische Engpässe bestimmend sein. Dies gilt vor allem bei Legung von Teilstrecken in Luft und in Erde sowie bei der Ausführung von Teilstrecken als Freileitung.
5. Ermittlung der Strombelastbarkeit für die bestimmenden thermischen Engpässe.
6. Die Strombelastbarkeiten müssen für die gesamte Übertragungskette zusammengestellt werden, zusätzlich zu den thermischen Engpässen der Kabel. Dies beinhaltet die Stromschienen, Trenner, Wandler und Leistungsschalter für die gesamte Übertragungskette, vgl. das Beispiel auf S. 40.

Belastbarkeit im Störbetrieb über Bemessungsströme hinaus

Möchte man die Belastbarkeit im Störbetrieb ermitteln, so wird im ersten Schritt der Normaltag im Berechnungstool so oft wiederholt, bis sich das Tagesmaximum der Leitertemperatur nicht mehr erhöht. Im zweiten Schritt wird der Lastgang des Normaltages um einem Störlastfaktor erhöht und die Leitertemperaturen erneut ermittelt. Die überlagerte Lastgangcharakteristik bleibt damit im Normal- und Störbetrieb gleich. Dieser Störlastfaktor wird so lange gesteigert, bis die zulässige Leitergrenztemperatur erreicht wird. Mit dem Störlastfaktor wird die Überlastbarkeit im Störbetrieb festgelegt. Im Beispiel von Abbildung 18 ist damit ein 5-Tage-Störbetrieb mit dem 1,45-fachen des normalen Tagesmaximalstroms möglich. Nach den fünf Tagen Störbetrieb muss zum Normalbetrieb zurückgekehrt werden.

Die Vorbelastung durch den Normalbetrieb beschränkt die Stromtragfähigkeit im Störbetrieb. Je höher die Last im Normalbetrieb, desto geringer ist die mögliche Last bzw. die mögliche Dauer im Störbetrieb.

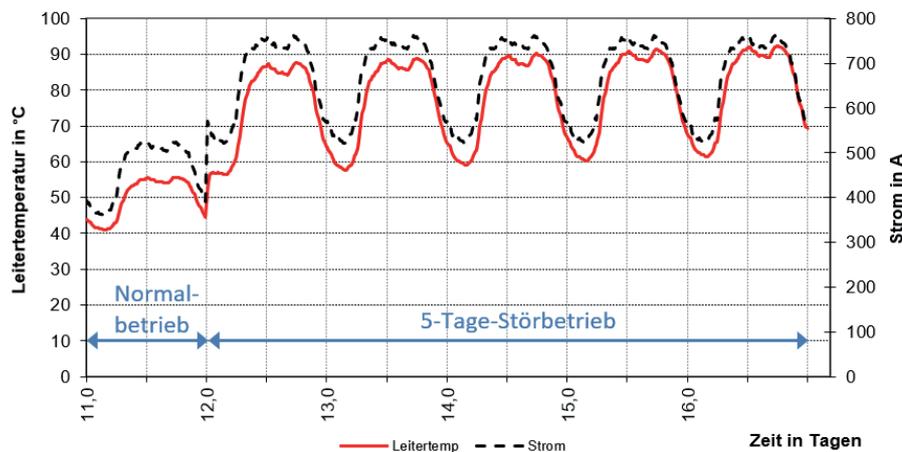


Abbildung 18: Leitertemperatur eines Kabels im fünftägigen Störbetrieb [22]

Neue Kabel

Für neue Kabel liefert **Distributed Temperatur Sensing (DTS)** die aktuelle und ortsaufgelöste Temperatur im Kabel. Der Messung liegt der Raman-Effekt zugrunde, also die Änderung von Dämpfung und Brechung durch Temperatur, Druck und Kräfte. DTS Systeme liefern eine Genauigkeit von bis zu ± 1 K bei einer Ortsauflösung von 1 m bei Gesamtlängen von bis zu 30 km, [55]. Dies ermöglicht eine minutengenaue Auslastung und vollständiges Einbeziehen von Umgebungstemperaturen, Wärmeleitfähigkeiten und Wärmequellen. Die Kosten eines Kabels erhöhen sich nur um wenige Prozent; teuer sind demgegenüber die Auswertesysteme mit einigen 100 k€. Sogar Kabel in der 110 kV-Ebene werden gelegentlich mit Glasfasern ausgestattet, wenn auch aus Kostengründen (noch) nicht angeschlossen. Die Verlegung der Glasfasersensoren muss nicht zwingend *im* Kabel selbst erfolgen, auch die Verlegung im Kabelgraben kann durch Hochrechnungen auf die Leitertemperatur schließen lassen. Abbildung 19 zeigt die tatsächlich gemessene Temperatur im Vergleich zur konventionell berechneten Temperatur, welche in diesem Fall eine höhere Belastbarkeit von etwa 200 A resultiert. Dies entspricht + 40 %!

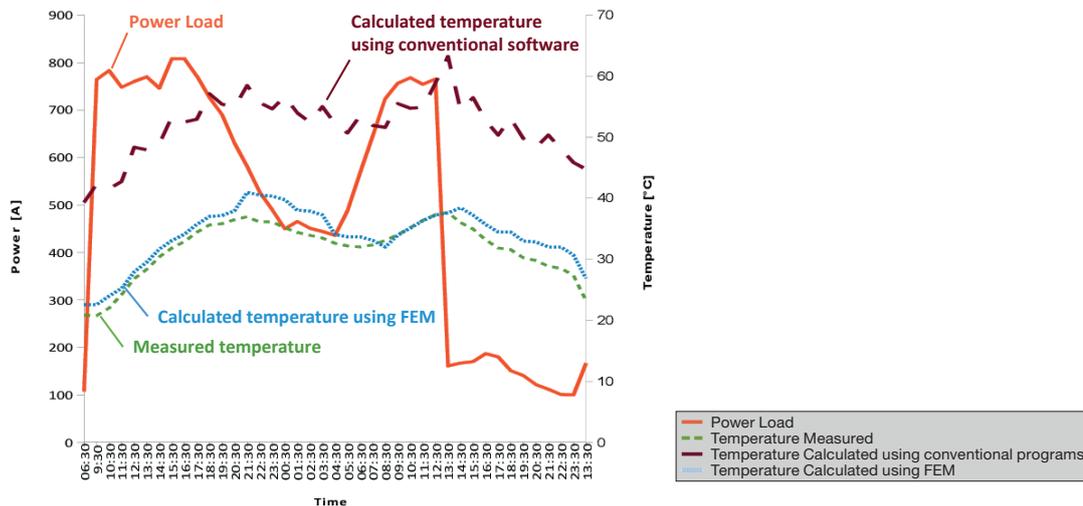


Abbildung 19: Berechnete und mit DTS gemessene Erwärmung eines 110 kV Kabels [52]

Eine einfach realisierbare Alternative zu DTS besteht in der Verlegung einzelner Temperaturmessensoren an kritischen Stellen des Kabelkorridors. Dazu genügt z.B. ein PT100-Sensor mit Datenerfassungseinheit.

Die thermischen Verluste im Leiter selbst verringert dessen Aufbau als **Milliken-Conductor**. Ab einem Querschnitt von 1000 mm² teilen dünne Isolierschichten den Leiter in kleinere Teileiter auf. Damit sinkt der Skineneffekt und der Ohmsche Widerstand bei Wechselstrom wird kleiner. Zum Beispiel für einen Querschnitt von 3000 mm² bedeutet dies eine höhere Stromtragfähigkeit von 25 %.

Verwendet man spezielles **Bettungsmaterial**, erhöht dies die Strombelastbarkeit weiter. Sogenanntes thermisch stabiles Bettungsmaterial vermeidet die partielle Bodenaustrocknung. Das Material besteht aus Sand-Kies oder Sand-Zement Mischungen (Magerbeton, Bentonit) mit einer spezifischen Wärmeleitfähigkeit von bis zu 4 W/(K m), selbst im ausgetrockneten Zustand noch 1 W/(K m) [49]. Die Untersuchung [50] verheißt, dass reale Böden eine größere Wärmeleitfähigkeit besitzen als in DIN VDE 0276 angenommen und vergleicht die Wirkung verschiedener Bettungsmaterialien auf die Stromtragfähigkeit und Trassenbreite.



Abbildung 20: Wärmeleitfähiges Bettungsmaterial in einer Trasse der Amprion GmbH [49]

Kabel mit **Polypropylen** als Isoliermaterial versprechen eine Dauertemperatur von 110°C, gegenüber nur 90°C bei Polyethylen. Damit steigt die statische Strombelastbarkeit um mindestens 10 %, [61]. Polypropylen ist einfach herstellbar und recyclebar, auch dies im Gegensatz zu Polyethylen. Betriebserfahrungen mit dem neuen Werkstoff bestehen bisher über mehrere 10'000 km, allerdings bei Mittelspannung, vor allem in Italien. Dort kam es bei der ersten Generation von Kabeln vor ca. 20 Jahren zu häufigen Ausfällen. Allerdings scheinen diese Kinderkrankheiten der neuen Technologie überwunden zu sein. Bei den genannten hohen Betriebstemperaturen entwickeln sich allerdings die Muffen zu Schwachstellen und Forschungsprojekte müssen den Nebel der Unsicherheit zukünftig aufklären.

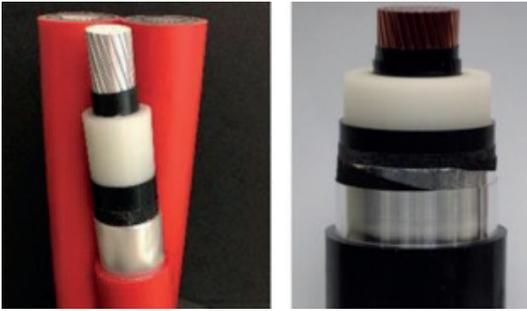


Abbildung 21: Polypropylen-isolierte Kabel für Mittelspannung 12/20 kV und Hochspannung 87/150 kV (rechts), [61]

3.4 Schaltgeräte und Schaltanlagen

Ein Betrieb bei höherer Auslastung ist möglich, wenn die maximalen Temperaturen der Bauteile und Komponenten in Schaltgeräten und Schaltanlagen eingehalten werden. Bei Einhaltung der Temperaturgrenzen bleibt auch die Zuverlässigkeit erhalten.

In Erwärmungsversuchen wird die sogenannte Übertemperatur bestimmt. Das ist die Temperaturdifferenz zwischen der Umgebungstemperatur und dem Endwert der gemessenen Temperatur. Bezugsgröße ist die maximal zulässige Umgebungstemperatur von bspw. 40°C für Innenräume. Für die Zuverlässigkeit von Kontakten ist die Einhaltung der maximalen dauerhaften Temperatur bedeutsam. Für Schaltkontakte beträgt diese bspw. 105°C und die zulässige Übertemperatur 65 K, die in Erwärmungsversuchen nachgewiesen wird, DIN EN 62271-1. Während niedrigerer Umgebungstemperaturen sind deshalb dauerhaft und vor allem kurzzeitig höhere Auslastungen möglich. Dies soll einen Hinweis auf die Möglichkeit geben, beide Effekte der Umgebungsbedingungen und der thermischen Trägheit zu kombinieren. Eine kurzzeitige höhere Auslastung von 10 bis 20 % ist für einen Zeitraum von wenigen Stunden nutzbar.

Dazu ist erforderlich, dass die Erwärmung der Geräte und Anlagen über ein Modell nachgebildet werden kann. Für den Netzbetrieb sind einfache thermische Modelle oder Faustregeln hilfreich. In [31] wird ein einfaches thermisches Modell für eine gasisolierte Schaltanlage vorgestellt. Abbildung 22 zeigt das thermische Ersatzschaltbild für die Übertemperatur. Die kritischen Stellen in Schaltanlagen sind die Kontaktstellen von Schaltgeräten oder lösbaren Verbindungen. Die stromabhängigen Verlustleistungen dieser kritischen Komponenten sind in einer Stromquelle zusammengefasst. Die Summe der Wärmekapazitäten aller Bauteile der Schaltanlage ist die Kapazität C . Die Kühlung der Schaltanlage durch die Umgebung ist durch ein lineares Wärmeübertragungsmodell nachgebildet. Die Wärmeleitung erfolgt im Modell durch den Widerstand R . Die Ersatzelemente I und R sind so zu dimensionieren, dass bei Bemessungsstrom die zulässige Übertemperatur erreicht wird. Für die Zeitkonstante RC kann in erster Näherung ein Wert von 1 h angenommen werden. In Absprache mit den Herstellern liefern die Ergebnisse der vorliegenden Erwärmungsversuche aus Typprüfungen oder zusätzliche Messungen an den Anlagen im Netz praxisnahe Werte für die Ersatzschaltbild-Elemente.

Die kritischen Stellen in Schaltanlagen sind oft die Kontaktstellen von Schaltgeräten oder lösbare Verbindungen. Hier können Hotspots entstehen. Diese können über einfache thermische Modelle nachgebildet werden.

Die stromabhängigen Verlustleistungen P_V dieser kritischen Komponenten sind in einer Stromquelle zusammengefasst. Die Summe der Wärmekapazitäten dieser Komponenten der Schaltanlage ist die Kapazität C_K . Die Kühlung der Komponenten in der Schaltanlage bei der Gastemperatur (oder alternativ Gehäusetemperatur) θ_G ist durch ein lineares Wärmeübertragungsmodell nachgebildet. Die Wärmeleitung erfolgt im Modell durch den Widerstand R_G . Erst im zweiten Schritt kann die Wärmeabgabe der Schaltanlage an die Umgebung durch den Widerstand R_U betrachtet werden. Für die Wärmekapazität der gesamten Anlagenhülle oder Kapselung steht die Kapazität C_G . Für die Zeitkonstanten RC kann in erster Näherung ein Wert von 1 h angenommen werden. Die Ersatzelemente C und R sind so zu dimensionieren, dass bei Bemessungsstrom die zulässige Übertemperatur erreicht wird.

In Absprache mit den Herstellern liefern die Ergebnisse der vorliegenden Erwärmungsversuche aus Typprüfungen oder zusätzliche Messungen an den Anlagen im Netz praxisnahe Werte für die Ersatzschaltbild-Elemente.

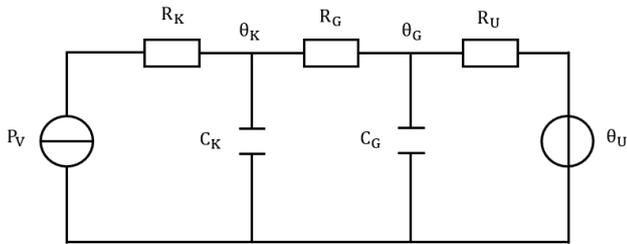


Abbildung 22: Thermisches Ersatzschaltbild für eine Schaltanlage, nach [31]

Die praktischen Möglichkeiten der kurzzeitigen höheren Auslastung von Schaltgeräten und Anlagen zeigt Abbildung 23. In einem Erwärmungsversuch mit einer gasisolierten Mittelspannungs-Schaltanlage wird eine typische Lastkurve in einem Stadtnetz mit kurzzeitiger höherer Auslastung von 110 % nachempfunden. Von den gemessenen Temperaturkurven sind die von einem Leistungsschalterkontakt und der Kapselung dargestellt. Die maximal zulässige Übertemperatur der Kontakte ist in der relativen Darstellung zu 100 % gewählt. Durch die thermische Trägheit der Anlage sind die Erwärmung des Leistungsschalters auf 85 % und die der Kapselung auf 30 % begrenzt. Weiterhin ist eine Übereinstimmung der zeitlichen Verläufe der Erwärmungen erkennbar. Dies ermöglicht weitere Informationen durch Temperaturmessungen an im Netzbetrieb zugänglichen Stellen zu erhalten.

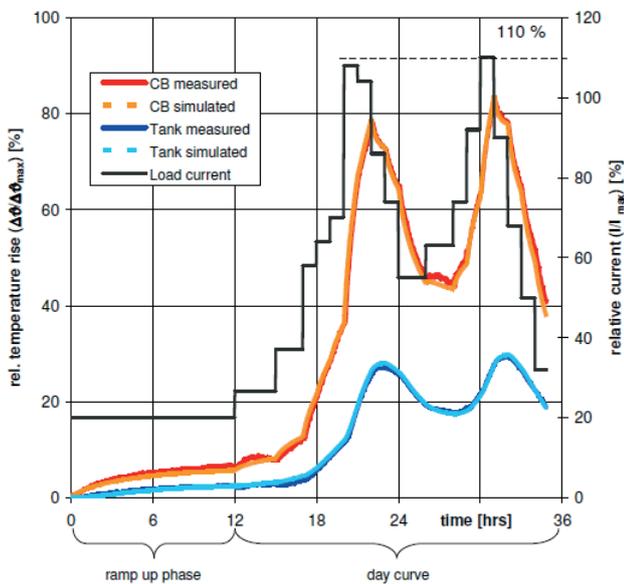


Abbildung 23: Relative Erwärmung des Leistungsschalters einer gasisolierten Schaltanlage bei Versuchen mit Lastwechseln über 24 h mit 110 % Spitzenauslastung, [31]

Bei Mittelspannungs-Schaltanlagen mit Sicherungsanbauten sind zusätzliche Betrachtungen zur Erwärmung erforderlich. HH-Sicherungen sind eine bedeutsame Wärmequelle, haben aber eine große thermische Trägheit. Hier kann die Auswahl einer Sicherung mit höherem Bemessungsstrom eine Erhöhung der Auslastung ermöglichen. Erwärmungsverhalten und Zuverlässigkeit sind in Absprache mit Sicherungs- und Anlagenherstellern zu überprüfen.

Bei Schaltgeräten wie Leistungsschalter oder Lasttrennschalter ist sicherzustellen, dass sich durch die höhere Auslastung im Netz die Fehlerströme bzw. die Ausschaltströme nicht unzulässig erhöhen. Leistungsschalter bieten die Option, die Lastströme zu erhöhen, ohne die Lastausschaltfähigkeit zu verletzen. Die Möglichkeiten zur Überschreitung der Bemessungs-Ausschaltströme bei Lasttrennschaltern müssen mit den Herstellern abgeklärt werden.

Alle weiteren Komponenten wie Stromwandler, Kombiwandler, Sammelschiene, Schaltfeldverbinder oder Durchführungen müssen gesondert betrachtet werden und die Auswirkungen durch höhere Strombelastungen mit den Herstellern geklärt werden.

Für die Leistungsschalter ist bei höherer Auslastung im Netz zusätzlich zu überprüfen, dass in keinem Fall höhere Kurzschlussströme auftreten können, die in Folge die Ausschaltfähigkeit der Leistungsschalter überschreiten würden.

Zusammenfassend bleiben bei der Bewertung des Einflusses der höheren Auslastung auf die Zuverlässigkeit von Schaltgeräten und Schaltanlagen noch viele offene Fragen. Dies ist bedingt durch die vielfältige Funktionalität und damit Komplexität der Geräte und Anlagen. Für den Betrieb in Netzen mit hohen Lastflussfluktuationen und hoher Auslastung sind weitere Untersuchungen zur Zuverlässigkeit von Geräten und Anlagenkonzepten wünschenswert. Aufgrund der großen Vielfalt an Ausführungsformen sind allgemeingültigen Aussagen nur mit Einschränkungen möglich. Höhere Auslastungen bedürfen der individuellen Betrachtung der einzelnen Betriebsmittel in Absprache mit den Herstellern.

4 Zustandsbewertung und Asset Management

Das Ziel des vorliegenden Dokuments zwingt zur Beschränkung auf diagnostische Verfahren, die eine höhere Auslastung vorhandener Betriebsmittel ermöglichen und überwachen. Das breite Angebot von hochentwickelten und aufwändigen Diagnoseverfahren für die Werterhaltung der teuren Betriebsmittel des elektrischen Energienetzes wird also *eingeschränkt* auf Diagnose und Monitoring für eine *höhere Auslastung*. Dabei müssen die Betriebssicherheit so hoch als möglich und Alterung samt Instandhaltungsbedarf so gering wie möglich bleiben.

4.1 Asset Management bei erhöhter Auslastung

Asset-Management trifft grundsätzliche und strategische Entscheidungen für die verfügbaren oder geplanten Betriebsmittel (Assets), [29]. Diese Entscheidungen betreffen vor allem die Festlegung der Investitionsstrategien, Netzentwicklung, Budgetplanung sowie das Instandhaltungsmanagement. In der Norm ISO 55 000 werden Prozesse beschrieben, aus denen geeignete Vorgehen bezüglich

- Monitoring und Diagnostik,
- Zustandsbewertung,
- Datenmanagement, sowie
- Instandhaltungsstrategien und -maßnahmen

abgeleitet werden können. Die in diesem Dokument beschriebene erhöhte Auslastung bei möglichst langer Nutzungsdauer greift stark in diese Prozesse ein. Netzbetriebsmittel werden aktuell aus Gründen der Zuverlässigkeit oder der Wirtschaftlichkeit außer Betrieb genommen, möglichst bevor ein funktioneller Ausfall geschieht bzw. das Ende der Lebensdauer erreicht wird. Auf Grund der abweichenden Betriebsweise ergeben sich auch geänderte Perspektiven:

1. Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit muss den Fokus von den Komponenten sehr viel stärker auf das Gesamtsystem richten. Neben den Kosten für Betrieb und Wartung der Betriebsmittel, müssen auch Folgekosten durch Fehler oder Ausfall berücksichtigt werden. Dies kann zu höheren Kosten für einzelne Betriebsmittel führen, jedoch zu gleichzeitiger wirtschaftlicher Optimierung des gesamten Netzabschnitts.
2. Erhöhte Verluste und eine Steigerung des Ausfallrisikos einzelner Komponenten können zugunsten anderer Komponenten in Kauf genommen werden, sofern diese eine größere Wichtigkeit oder Folgen im Fehlerfall haben. Ferner kann es notwendig sein, Betriebsmittel die sowohl kritisch als auch wichtig sind, verstärkt diagnostisch zu erfassen und Instandhaltungsmaßnahmen in kürzerem Abstand durchzuführen. Der Fokus liegt hier auf dem Optimum bezüglich der Systemzuverlässigkeit

Der in diesem Dokument beschriebene Ansatz lässt sich demnach mit einer reinen ereignisorientierten, zeitorientierten oder zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie (siehe Tabelle 3) ohne Einbußen in der Versorgungssicherheit nicht abbilden, da sie nur auf einzelne Betriebsmittel fokussieren. Die Systemsicht kann nur durch eine zuverlässigkeitsorientierte und/oder risiko- bzw. wertorientierten Instandhaltung abgebildet werden. Kern beider Instandhaltungsstrategien ist die Erfassung des Zustandes aller wesentlicher Systemkomponenten, was eine adäquate Diagnostik und Datenverarbeitung voraussetzt. Auf dieser Grundlage können dann Zuverlässigkeit und Ausfallrisiko ermittelt werden, um einzelne Maßnahmen zu festzulegen.

	Inspektion	Wartung	Instandsetzung	Erneuerung
Ereignisorientiert (corrective)	-	-	nach Fehler	nach Fehler
Zeitorientiert (time-based)	fester Zeitintervall	fester Zeitintervall	nach Fehler	nach Fehler
Zustandsorientiert (condition-based)	zyklisch oder kontinuierlich	entsprechend Zustand	nach Fehler	entsprechend Zustand
Zuverlässigkeitsorientiert (reliability-centered)	„Strategischer Gesamtprozess“, der Relevanz der Netzkomponenten für Systemzuverlässigkeit berücksichtigt			
Risikoorientiert (risk-based)	zyklisch oder kontinuierlich	entsprechend Zustand, Wichtigkeit und Ausfallrisiko	nach Fehler	entsprechend Zustand, Wichtigkeit und Ausfallrisiko

Tabelle 3: Tabellarischer Überblick über Instandhaltungsstrategien und Durchführung der jeweiligen Instandhaltungsaufgaben

In Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren wie Datenverfügbarkeit, Kritikalität, Zustand des Betriebsmittels, Risikoaffinität usw. können unterschiedliche Grade der Datenunsicherheit akzeptiert werden. Diese werden durch Genauigkeit der Messmethode, widersprüchliche Informationen aus verschiedenen Messmethoden, o.ä. verursacht und sollten bei jeder Zustandsbewertung berücksichtigt werden, um eine eindeutige Entscheidungsgrundlage zu bilden.

Aus der notwendigen Güte der Daten lassen sich demnach Anforderungen an Diagnostik, Zustandsbestimmung und Asset Management Prozesse ableiten. Beispielsweise müssen konkrete Messgrößen berücksichtigt werden, welche die höhere Auslastung abbilden. Dies umfasst sowohl online als auch offline Messverfahren und deren Interpretation. Die gesamtheitliche Betrachtung aller Betriebsmittel eines Strompfads führt zu einer dynamischen Engpassbetrachtung unter Einhaltung der maximalen Belastbarkeit aller beteiligten Betriebsmittel.

4.2 Transformatoren

Ölanalyse

Der häufig bemühte Vergleich zum Blutbild eines Menschen veranschaulicht die Wichtigkeit der Ölanalyse: Sie zeigt Überlastungen und Schäden in Transformatoren. Grundsätzlich empfehlen die Autoren eine regelmäßige dielektrisch-chemische Analyse. Für Transformatoren in der Hoch- und Höchstspannung oder wichtige andere Transformatoren sollten auch die gelösten Gase DGA analysiert werden (Methan, Ethan, Ethylen). Besonders aussagefähig für Alterung sind außerdem Furane und Alkohole. Bei Indikation sollten die Betriebsmittel häufiger beprobt werden und / oder ein Online-Monitoring eingesetzt werden. Genaue Schwellwerte stellen die einschlägigen Normen und Publikationen der IEC und CIGRE bereit [35], [36], [37].

Die Tabelle 10 im Anhang auf S. 54 listet Analyseergebnisse der Ölanalyse und bewertet ihre Aussagefähigkeit für die Alterung aufgrund hoher Belastung. Zudem wird eine Häufigkeit der Messung empfohlen und die Verfügbarkeit von marktreifen Systemen für die Online-Messung genannt.

Feuchtigkeit

Feuchtigkeit beschleunigt die Alterung von Öl-Papier-Isolierungen und verringert die Isolierfähigkeit. Deshalb sind Überwachung und ggf. Trocknung grundlegend für einen nachhaltigen Betrieb insbesondere bei hoher Belastung. Während eine trockene Öl-Papier-Isolierung bei 90°C eine Lebensdauer von ca. 30 Jahren hat, verringert sich diese bei Feuchtigkeit (Wassergehalt im Feststoff 3 %) auf 2 Jahre, Abbildung 5. Verfahren zur Messung der Feuchtigkeit und ihre Anwendungsbereiche zeigt die folgende Tabelle.

Analyseergebnis	Messverfahren	Grenzwerte, nach [35]	Anwendung
Wassergehalt im Öl in ppm	Karl-Fischer-Titration, [35]	< 20 ppm	Geeignet nur als vorläufiger Indikator
Wassersättigung im Öl	Kapazitive Sensoren, [38], [40]	< 6 %	Sehr gut geeignet, bei Öltemperaturen > 40°C auch für Papierfeuchte geeignet,
Wassergehalt im Papier / Pressboard	Analyse der dielektrischen Antwort, FDS, PDC, [43]	< 3 %	Sehr gut geeignet, auch bei niedrigen Öltemperaturen

Tabelle 4: Methoden zur Messung von Feuchtigkeit in Öl-Papier-Isolierungen in Transformatoren

Polymerisationsgrad des Papiers

Die Lebensdauer von Öl-Papier-Isolierungen wird durch die mechanische Festigkeit des Feststoffs (Papier, Pressboard, Holz) begrenzt. Die mechanische Festigkeit korreliert gut mit dem Polymerisationsgrad der Zellulose-Moleküle, welcher im Neuzustand mehr als 1000 beträgt und bei etwa 200 das Ende der Lebensdauer erreicht hat. Zur indirekten Abschätzung des Polymerisationsgrads etablierte sich die Messung der Furane im Öl. Diese entstehen als Alterungsprodukte des Feststoffs. (1) zeigt beispielhaft eine Ableitung des Polymerisationsgrads aus dem Furan-Derivat 2FAL, [39]. Allerdings muss bei jeder Ableitung ausgeschlossen werden, dass die Furane nur an einer Heißstelle (Hot Spot) entstehen, denn Zusammenhänge wie (1) gelten nur bei gleichmäßiger Alterung der gesamten Öl-Papier-Isolierung.

$$DP = 325 \times \left[\frac{19}{13} - \lg(2FAL) \right] \quad (1)$$

Durchführungen

Die Durchführungen von Transformatoren können aufgrund schlechterer Wärmeabfuhr und enger dielektrischer Auslegung besonders kritische Komponenten werden. Als allgemeiner Alterungsindikator für Durchführungen hat sich die Messung der Kapazität etabliert. Eine Erhöhung der Kapazität um 3 % gegenüber dem Ursprungswert zeigt (außer bei Hartpapier RBP) an, dass ca. 3 % der Isolationsstrecke durch Teildurchschläge zwischen den Steuerbelägen kurzgeschlossen ist [13]. Da ein rasches Fortschreiten der Teildurchschläge nicht auszuschließen ist, muss diese Durchführung sofort ausgetauscht werden.

Daneben wird der dielektrische Verlustfaktors Tangens Delta ausgewertet. Eine Erhöhung über 1 % betrachtet man v.a. bei Weichpapierdurchführungen (OIP) als Schwellwert für häufigere Messungen oder Austausch. Zu beachten ist allerdings, dass netzfrequente Verlustfaktormessungen bei Raumtemperatur für ölprägniertes Papier nur eine geringe Aussagekraft bzgl. des Alterungsfortschritts besitzen [14]. Ergänzende Verfahren sind Verlustfaktormessungen bei niedriger Frequenz (FDS), Polarisations-Depolarisationsstrom-Messungen (PDC) sowie Analysen der Ölqualität (u.a. Gas-in-Öl-Analyse).

Wie für alle Diagnoseverfahren basiert die Bewertung des Einzelfalls auf dem Vergleich mit historischen Werten und dem mit ähnlichen Betriebsmitteln.

Laststufenschalter

Fehlerstatistiken definieren den Laststufenschalter als eine wesentliche Ursache für Ausfälle von Transformatoren [28]. Mit steigender Zahl von Schaltspielen und höheren Strömen muss mit stärkerer Alterung gerechnet werden. Dafür werden folgende diagnostische Methoden eingesetzt:

- Visuelle Inspektion (Motorantrieb, Gestänge, Leckagen v.a. beim Anbauschalter)
- Elektrische Messungen: Widerstand, Prüfung der Überspannungsableiter, dynamische Widerstandsmessung (DRM), vibroakustische Messung (VAM), Teilentladungen (selten), Prüfung der Vakuumröhren bei Schaltern mit Vakuumtechnologie
- Öldiagnose im Stufenschaltergefäß (Wassergehalt und Durchschlagspannung)
- Analyse der gelösten Gase DGA im Stufenschaltergefäß (insbesondere bei Vakuumtechnologie)
- Online-Monitoring: Motorstrom, Stufenstellung, Schaltspiele, Drehmomentüberwachung, vibroakustische Messung VAM

Im Folgenden werden zwei neuere Methoden, welche für die Zustandsbewertung eines Laststufenschalters in Frage kommen, kurz beschrieben.

Vibroakustische Messung VAM an Stufenschaltern

Die Methode beruht auf der Tatsache, dass jede Stufenschaltung mechanische Schwingungen hervorruft, welche sich durch Öl und Kessel fortsetzen. Weiterhin werden aufgrund der ständigen Ummagnetisierung des Transformator-kerns und der Wicklungen Geräusche als Vielfaches der Netzfrequenz produziert. Die VAM-Messung kann somit die Schaltabläufe im zeitlichen Bereich darstellen und Abweichungen vom vorgesehen Ablauf erkennen, Abbildung 24. Eine VAM-Messung kann (1) als Fingerprint im Rahmen der Werksprüfung oder Vor-Ort-Prüfung, (2) für periodische Zustandsbewertung und (3) im Rahmen einer möglichen Fehlersuche durchgeführt werden. Dieses Messverfahren kann im Betrieb durchgeführt werden, d.h. der Leistungstransformator muss nicht abgeschaltet werden. Auf dem Markt existieren Monitoringsysteme, welche eine VAM-Messung ermöglichen. In Kombination mit der Dynamischen Widerstandsmessung DRM und der Drehstromüberwachung erhöhen sich die Interpretationsmöglichkeiten, [41].

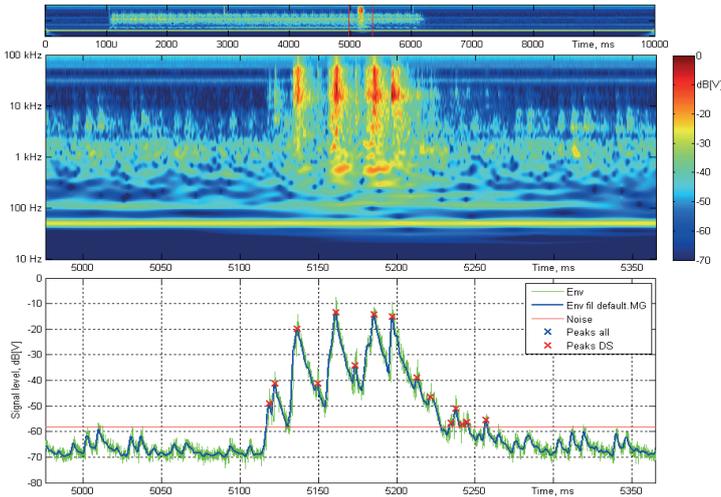


Abbildung 24: Beispiel für einen typischen Schaltablauf eines Lastumschalters aus einer VAM-Messung, nach einer Wavelet-Transformation und Filterung mit einem Gaußfilter (oben) und Peakdetektion (unten)

Dynamische Widerstandsmessung DRM

Bei der Dynamischen Widerstandsmessung DRM wird der Umschaltvorgang des Lastumschalters analysiert. Es ist somit nicht der Widerstandswert von Interesse, sondern die Veränderung, oder Dynamik, des Ausgangssignals während der Schaltung des Lastumschalters. Der Bezug auf Widerstandsmessung wurde von dem Umstand hergeleitet, dass das Messsignal ein Gleichstrom sein kann, und daher auch ein Wicklungswiderstandswert mit aufgezeichnet wird. Bei dieser Methode können v.a. Kontaktprobleme, defekte Leiter oder kurzgeschlossene Windungen detektiert werden. Es ist jedoch zu beachten, dass eine DRM-Messung ausschließlich bei einem abgeschalteten Transformator durchgeführt werden kann. Auf der Abbildung 25 ist die resultierende Stromkurve eines Schaltvorgangs in seinen vier Abschnitten zu sehen, [42].

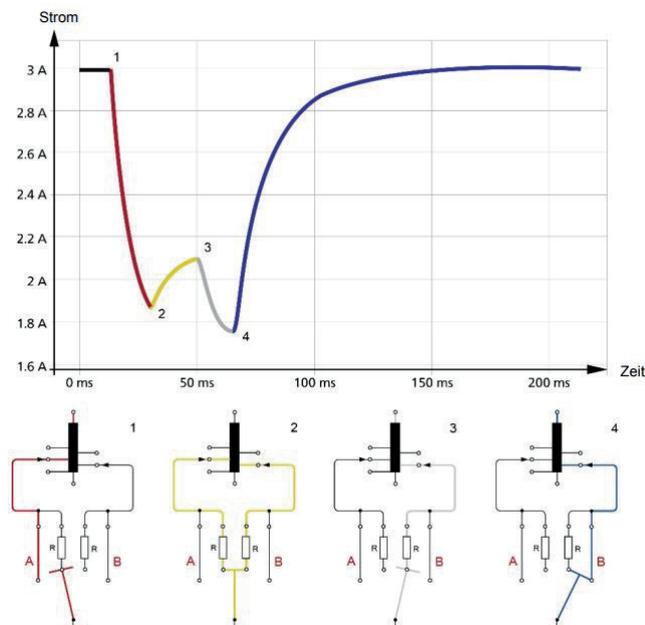


Abbildung 25: Beispiel für einen typischen Schaltablauf mit einer DRM-Messung

4.3 Freileitungen

Alterung des Leiterseils

Die Leiterseile der Freileitungen altern insbesondere durch

- Korrosion des Stahlkerns mit verringerter mechanischer Festigkeit,
- Schwärzung der Leiterseiloberfläche mit höherer Erwärmung durch Sonneneinstrahlung
- Feinkornkriechen der Aluminiumhülle mit irreversibler Verlängerung des gesamten Seils [65]

Bei hohen Temperaturen tritt das Fett des Stahlkerns nach außen und die Stahlseele kann korrodieren. Damit verliert das Leiterseil seine mechanische Belastbarkeit. Um diesen Vorgang zu verhindern, wird der Tropfpunkt für Fette im Leiterseil mit 80°C festgelegt, allerdings praktisch nicht überprüft.

Die Alterung des Stahlkerns kann durch fest installierte oder mobile Systeme gemessen werden, Abbildung 26. Die Restfestigkeit des Leiterseils wird aus der Messung des verbleibenden Stahlkernquerschnitts bestimmt, [64].



Abbildung 26: Mobiles System zur Messung des Querschnitts des Stahlkerns (links) und korrodierter Stahlkern, [64]

Thermische Belastung der Seilverbinder

Seilverbinder stellen Schwachstellen des Leiterseils dar. Pressverbinder sind nicht mehr zugelassen. Als Offline-Messverfahren etablierte sich die Messung des Widerstands der Seilverbinder. Dieser erhöht sich durch Korrosion, welche zu erhöhter Temperatur und instabiler mechanischer Verbindung führt. Sonneneinstrahlung und hohe Ströme verstärken den Effekt. Die Seilverbinder werden dadurch zum Schwachpunkt des Leiterseils. Ein Widerstand des Seilverbinders von $> 36 \mu\Omega$ bei 50°C Leiter-temperatur gilt als zu hoch; dieses Kriterium und andere Details erklärt [47]. Allerdings bringt die Messung eines $\mu\Omega$ Kontaktwiderstands mit μV Spannungsfall unter praktischen Bedingungen eine große Herausforderung mit sich. Daneben eignet sich Infrarot-Thermografie hervorragend zu identifizieren von Seilverbindern mit hohen Kontaktwiderständen, S. 33.

4.4 Kabel

Bei Kabeln kann eine eventuelle Alterung durch Höherauslastung nur schwer diagnostisch bestimmt werden. Dies liegt einerseits an der schlechten Zugänglichkeit, andererseits an der sehr beständigen Isolierstoff Polyethylen (PE und VPE). Die Messung des Verlustfaktors liefert nur begrenzte Aussagen, da lokal erhöhte Werte verschwinden, wenn die Gesamtlänge nur wenig gealtert ist.

Beeinträchtigen Schäden durch eine Überlastung die elektrische Festigkeit des Dielektrikums, so stellt die Messung und Analyse von Teilentladungen ein mächtiges, aber sehr komplexes Diagnosewerkzeug dar. Für Online-Anwendung als Monitoringsystem kann dessen Einsatz empfehlenswert sein [56].

4.5 Schaltgeräte und -anlagen

Infrarot-Thermographie

Die Infrarot-Thermographie ist eine fortschrittliche Technologie, die in der Schaltanlagendiagnostik und -inspektion eingesetzt wird. Sie ermöglicht die berührungslose Messung von Temperaturen und die Visualisierung von Wärmebildern, die auf den unterschiedlichen Temperaturen in einer Schaltanlage basieren.

In Schaltanlagen treten Hotspots auf, die auf übermäßige Wärmeentwicklung hinweisen. Solche Hotspots können auf fehlerhafte Verbindungen, überlastete Komponenten, schlechte Kontakte oder andere Defekte hinweisen. Im relativen Vergleich der drei Phasen können diese Hotspots frühzeitig erkannt werden, bevor sie zu schwerwiegenden Störungen oder Ausfällen führen. Die IR-Kameras werden vom Boden ausgenutzt, aber auch an Drohnen oder Helikopter montiert.

Die Infrarot-Thermographie bietet mehrere Vorteile in der Schaltanlagendiagnostik. Zum einen ermöglicht sie eine schnelle und effiziente Inspektion, da die Temperaturmessungen berührungslos und aus der Ferne durchgeführt werden können. Dies spart Zeit und verringert das Risiko für die Inspektionspersonal. Zum anderen können durch die Visualisierung von Wärmebildern potenzielle Problembereiche identifiziert werden, die mit bloßem Auge nicht sichtbar wären. Dadurch können vorbeugende Instandhaltungsmaßnahmen ergriffen werden, um mögliche Ausfälle zu verhindern und die Zuverlässigkeit der Schaltanlage zu gewährleisten. Andererseits setzt der Einsatz hohe Fachkenntnis voraus, z.B. die Berücksichtigung meteorologischer Randbedingungen.

Die Infrarot-Thermographie kann bei regelmäßigen Inspektionen oder sogar zur Online-Überwachung während des Betriebs eingesetzt werden, um kontinuierlich den Zustand der Anlage zu überprüfen.

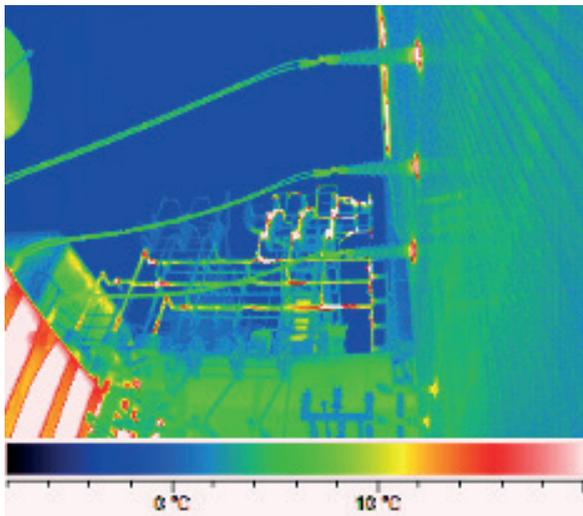


Abbildung 27: Infrarot-Thermographie einer Freiluftschaltanlage [57]

Mikroohmmessung

Mikroohm-Messungen werden für Schaltgeräte und in Schaltanlagen eingesetzt, um den Widerstand von elektrischen Verbindungen und Leitungen im Mikroohm-Bereich zu messen und potenzielle Probleme wie erhöhte Übergangswiderstände, lose Verbindungen oder korrodierte Kontakte zu identifizieren.

Es ist wichtig zu beachten, dass die Genauigkeit der Mikroohm-Messungen von verschiedenen Faktoren abhängt, wie beispielsweise der Qualität der Messgeräte, der korrekten Vorbereitung der Verbindungen und der Umgebungstemperatur. Zu beachten ist, dass wiederholte Messungen an demselben Kontakt gewissen Streuungen unterliegen, die einen Vergleich erschweren. Deshalb müssen Kontakte regelmäßig gemessen werden, um einen Trend zu identifizieren und Maßnahmen abzuleiten.

Typische Anwendungsbereiche für Mikroohm-Messungen in Schaltanlagen sind beispielsweise die Überprüfung der Zuverlässigkeit von Schaltkontakten an Leistungsschaltern und Trennern, Verbindungsstellen an Sammelschienen und Kabelanschlüssen.

5 Praxisbeispiele

5.1 Systemsicht mittels eines Dynamic Security Assessments (DSA)

Die höhere Auslastung der Übertragungsnetze erfordert eine Weiterentwicklung der Betriebskonzepte, neben der höheren Belastbarkeit der Betriebsmittel. Die Übertragungsnetzbetreiber sind z.B. momentan dabei, eine kurative Systemführung einzuführen, bei der die Höherauslastung von Betriebsmitteln nach einem Betriebsmittelausfall zunächst zugelassen und dann mit Abhilfemaßnahmen „kurativ“ in einen sicheren und überlastungsfreien Netzzustand zurückgeführt wird. Die Studie InnoSys2030 beschreibt die dabei gewählte Vorgehensweise [7]. Die Wirkungsweise einer kurativen Betriebsweise ist in Abbildung 28 dargestellt.

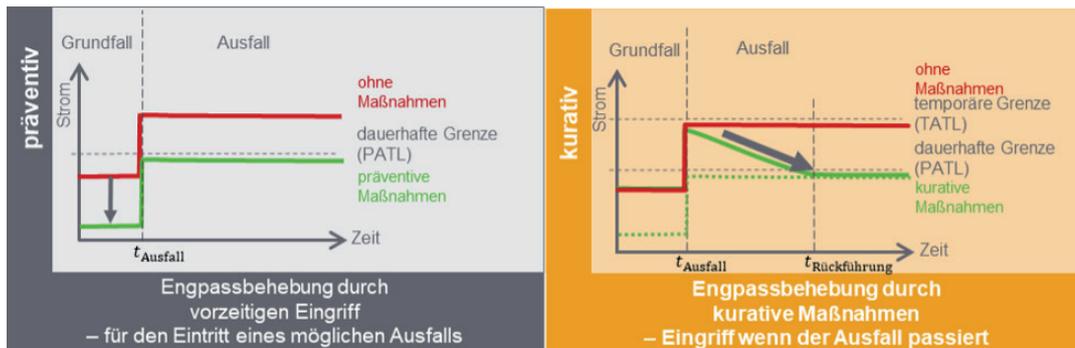


Abbildung 28: Wirkungsweise eines kurativen Engpassmanagements, [58]

Diese Vorgehensweise ermöglicht eine höhere zulässige Netzauslastung im Grundfall des ungestörten Netzbetriebes und damit hohe Einsparungen beim präventiven Kraftwerks-Redispatch. Auf jede Ausfallvariante kann und muss dann separat reagiert werden. Allerdings bewirkt diese Vorgehensweise eine weitere Verringerung der inneren Reserven des Netzes. Aus diesem Grund ist es erforderlich, parallel mit der Einführung eines kurativen Systembetriebes, die Netzsicherheitsanalyse so weiterzuentwickeln, dass sie den neu auftretenden Netzsituationen gerecht wird. Erweiterte Stromgrenzwerte können beispielsweise erst genutzt werden, wenn sichergestellt ist, dass die Stabilität des Netzes nach Eintritt normaler betrieblicher Störungen immer noch vorhanden ist. Dies soll mit der Einführung einer dynamischen Sicherheitsbewertung erreicht werden. Dabei werden z.B. Stabilitätsgrenzen gezielt überwacht, daraus resultierende Stabilitätsprobleme analysiert und Gegenmaßnahmen eingeleitet. Diese Vorgehensweise soll in Abbildung 29 allgemeiner Form erläutern.

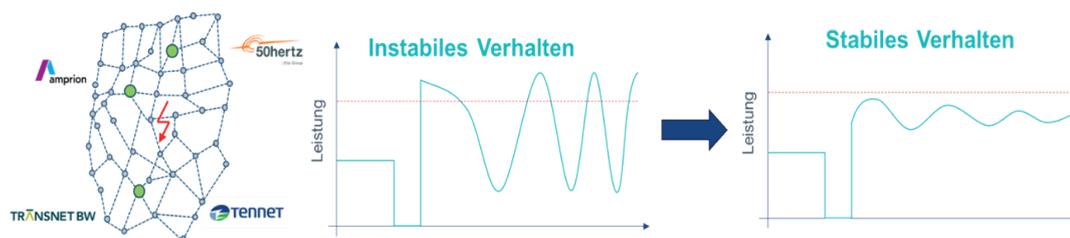


Abbildung 29: Grundprinzip bei der dynamischen Sicherheitsanalyse [Quelle: Eigene Darstellung der Arbeitsgruppe Systemstabilität der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, [58]

Exemplarisch können drei Phänomene genannt werden, die bei der Analyse der Systemsicherheit bei einer immer höheren Auslastung des Netzes voraussichtlich eine besondere Rolle spielen werden:

- Spannungsvolatilität: Weiträumige Änderungen des Spannungsniveaus durch große und schnelle Änderungen der Netzbelastung, Fahrplanwechsel bei Kraftwerken oder Windparks, bei Leitungsausschaltungen oder anderen topologischen Maßnahmen.
- Kurzschlüsse auf hoch ausgelasteten Transitachsen: Zum einen führt die höhere Übertragungsleistung zu einer stärkeren asynchronen Beschleunigung der vom Kurzschlussort gegenüberliegenden Synchrongeneratoren und zum anderen führt die Freischaltung der fehlerbehafteten Betriebsmittel zu einer Kommutierung der zu übertragenden Wirkleistung auf

hochohmiger Übertragungswege Hier besteht z.B. die Gefahr, dass die am Netz befindlichen Synchrongeneratoren außer Tritt fallen und kaskadierende Effekte in Gang gesetzt werden.

- Netztrennung von Erzeugungsanlagen aufgrund von Fehlerereignissen, auch in unterlagerten Verteilnetzen, die die verfügbare Primärregelreserve überschreiten und in der Folge zu weiteren Auslösungen bis hin zu Netzauftrennungen führen kann.

Die dynamische Sicherheitsanalyse setzt auf den bereits bestehenden Betriebsregeln auf, die auch heute schon eine Netzsicherheitsanalyse beinhalten. Abbildung 30 zeigt eine Übersicht über die Hauptbestandteile in einem DSA-System.

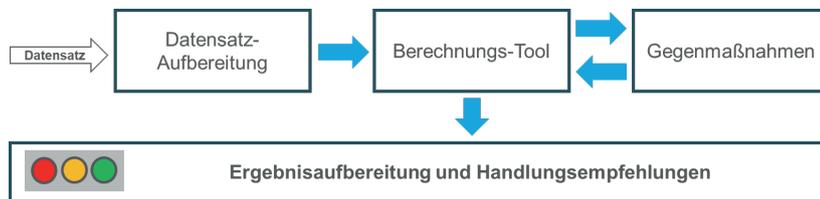


Abbildung 30: Hauptbestandteile eines DSA-Systems

Die Grundlage für alle Berechnungen ist ein Netzdatensatz aus dem Leitsystem und dessen Aufbereitung auf eine für dynamische Sicherheitsbetrachtungen verwendbare lauffähige Form. Nur die Leitsysteme enthalten die Echtzeitinformationen zum Schaltzustand und den Lastflüssen auf allen Zweigen und Knoten des Netzes. Da einige netzsicherheitsrelevante Phänomene sehr weiträumig betrachtet werden müssen und nicht durch einen Netzbetreiber einzeln bewertet werden können, müssen die Netzdaten aus einer Vielzahl von Leitsystemen über ein standardisiertes Austauschformat zu einer Gesamtsicht verbunden werden. Im Rechenkern des Berechnungstools werden dann Massenrechnungen durchgeführt und die dynamische Sicherheit bewertet. Werden unsichere und instabile Zustände gefunden, dann sind geeignete Gegenmaßnahmen zu identifizieren und erneut auf ihre Wirksamkeit hin zu prüfen. Gegenstand der momentanen Weiterentwicklungen sind die anzuwendenden Bewertungskriterien für die dynamische Sicherheit, die zu untersuchenden Störfallszenarien und die möglichen Gegenmaßnahmen, die eingesetzt werden, wenn ein Bewertungskriterium auf ein dynamisches Sicherheitsproblem hinweist. Im zukünftigen Umrichter-dominierten Stromsystem sind die Bewertungsverfahren dauernd an das Systemverhalten der am Netz angeschlossenen Umrichter anzupassen und umgekehrt.

Eine besondere Herausforderung stellt die Einführung einer dynamischen Sicherheitsanalyse in Verbindung mit Prognosen, zum Beispiel für den kommenden Tag, dar. Die Auskoppelung aus dem Leitsystem muss dann um weitere Informationen ergänzt werden. Es ist die topologische, die marktliche und auch die Verbrauchssituation gemeinsam zu prognostizieren und in einem Datensatz abzubilden und zusätzlich auch noch die Prognosefehler zu bewerten. Dies ist erforderlich, weil einige der zur Verfügung stehenden Gegenmaßnahmen zum Teil mehrere Tage vorab aktiviert werden müssen, falls diese benötigt werden sollten. Wegen dieser Schwierigkeiten ist es ein pragmatischer Ansatz, die dynamische Sicherheitsanalyse ausgehend von den Prozessen im Echtzeitbetrieb und der Nachbetrachtung von bereits vergangenen Betriebszuständen in Richtung der in naher Zukunft liegenden Prognosen weiterzuentwickeln.

Die bereits laufende und in naher Zukunft anstehende Einführung von situationsabhängigen bzw. witterungsabhängigen Stromgrenzwerten in Verbindung mit einem kurativen Systembetrieb und der dazu gehörenden dynamischen Sicherheitsanalyse zeigen klar auf, dass dazu, mit Blick auf die eingesetzten Betriebsmittel, ein weiterer Baustein, das Betriebsmittelmonitoring, erforderlich wird. Die Systemsicherheit hängt maßgeblich von einer weiterhin hohen Verfügbarkeit der eingesetzten Betriebsmittel ab. Deshalb erscheint es als unerlässlich, neben der momentanen höheren Auslastung auch den Zustand aller Betriebsmittel im Systembetrieb in Echtzeit zu kennen und zu berücksichtigen. Als Ergänzung zur Vielzahl der von den Herstellern angebotenen Monitoringsysteme fehlt derzeit noch eine übergeordnete Struktur, die diese Systeme in einen Zusammenhang bringt und die gewonnenen Daten erst für eine Erhöhung der Netzsicherheit nutzbar macht.

5.2 Lastabhängiges Temperaturverhalten von Transformatoren

Entsprechend der in Kapitel 2.1 beschriebenen Grundlagen ist die Temperatur wesentlicher Einflussfaktor für die Alterung der Isolierung. Hier wird maßgeblich auf die Heißpunkttemperatur referenziert, wobei eine gemessene Heißpunkttemperatur, wie in dem hier beschriebenen Fall, meist nicht vorhanden ist. Entsprechend dem IEC Loading Guide [32] würde eine Übertemperatur von 6 K oberhalb der maximal erlaubten Isolationstemperatur die Alterungsgeschwindigkeit verdoppeln. Allerdings treten die Lastspitzen und damit die hohen Temperaturen häufig nur für kurze Zeiträume und eher selten auf, so dass in der Zeit bis zum Erreichen der Maximaltemperatur auch eine höhere Last über der Bemessungsgrenze hinausgefahren werden kann, ohne Einschränkungen in der Restlebensdauer hinnehmen zu müssen. Besonders im n-1 Betrieb treten diese Höherauslastungen nur im Fehlerfall auf. Die Heißpunkttemperatur ist somit ein guter Indikator für einen möglichen, zeitlich begrenzten Betrieb jenseits der Bemessungsleistung. Sie ist wie in Kapitel 3.1 über integrierte fiberoptische Temperatursensoren direkt messbar, aber auch rechnerisch bestimmbar, wie in folgendem Fallbeispiel beschrieben wird, in vollständiger Form veröffentlicht in [59].

Der hier beschriebene Kuppeltransformator schließt einen Onshore-Windpark an das Übertragungsnetz an und speist somit direkt in das Hochspannungsnetz ein. Da der Transformator in diesem Falle nur für den Anschluss des Windparks dient, wird er nicht (n-1) sicher betrieben. Die Belastung des Transformators folgt dementsprechend direkt dem Ertrag des Windparks mit etwa 95 MW maximaler Einspeiseleistung. In Tabelle 5 sind die Kennwerte des betreffenden 63 MVA / 80 MVA Transformators aufgeführt. Er ist mit 16 Ventilatoren ausgerüstet, die bei Überschreiten eines Schwellwertes der Öltemperatur einschalten. Der Transformator wurde ursprünglich für 63 MVA bei 40°C Außentemperatur und ONAN Kühlung ausgelegt. Durch nachträglich installierte Lüfter erhöhte sich die Nennleistung auf 80 MVA, wobei die Auslegungstemperatur nun 32°C betrug.

Bemessungsleistung	63 MVA / 80 MVA	Kurzschlussverluste	202 kW / 326 kW
Spannungsebenen (MV / HV)	21 kV / 110 kV	Leerlaufverluste	21 kW
Gewicht Aktivteil	52,2 t	Ölgewicht	15,1 t

Tabelle 5: Kennwerte des beschriebenen Windpark-Transformators

In diesem Fall wurde der Transformator so ausgelegt, dass er bei voller Einspeiseleistung des Windparks im Betrieb mit natürlichem Ölfluss und forciertem Luftfluss (ONAF) zu ca. 120 % ausgelastet ist und sich somit in einem Betriebszustand oberhalb der Strombemessungsgrenze befindet. Dies ist bewusst geschehen, da die hohen Einspeiseleistungen vornehmlich im Winter auftreten und die Umgebungstemperatur hier erwartungsgemäß deutlich unterhalb der Auslegungstemperatur von 40 / 32°C liegt. Ferner dauern die Perioden hoher Auslastung, d.h. größer 100 %, selten mehr als wenige Stunden an. Es wird daher davon ausgegangen, dass ein kurzzeitiger Betrieb oberhalb der Bemessungsgrenze zumeist möglich ist.

Für den hier beschriebenen Transformator wurde aus Mangel eine fiberoptische Temperaturmessung die obere Öltemperatur über einen längeren Zeitraum gemessen und nach den in Kapitel 3.1 beschriebenen normativen Vorgaben und den Messdaten ein thermisches Modell parametrisiert und somit die Öltemperatur und Heißpunkttemperatur berechnet. Aufgrund der fehlenden Heißpunkttemperaturmessung kann in diesem Fall die Genauigkeit der Heißpunkttemperaturberechnung nicht überprüft werden. Daher bietet es sich an, wenn möglich die Heißpunkttemperatur mitzumessen. Abbildung 31 zeigt den zeitlichen Verlauf der gemessenen und berechneten Öltemperatur, die berechnete Heißpunkttemperatur, sowie die Umgebungstemperatur und die zugehörige Belastung des Transformators für jeweils fünf Tage im Sommer und im Winter. Es ist erkennbar, dass die berechneten Werte den gemessenen Verlauf gut nachbilden, wobei auch hierbei immer ein Vorhersagefehler mitberücksichtigt werden und falls möglich die Temperaturen während der Dauerlast immer mitgemessen werden sollten. Die Grafik verdeutlicht zum einen die deutlich höhere Temperatur im Sommer im Vergleich zum Winter. In beiden Fällen lag sie stets deutlich unter dem Bemessungswert von 40 / 32°C. Außerdem ist erkennbar, dass die Einspeiseleistung im Winter deutlich über der im Sommer liegt und die Perioden hoher Transformatorbelastungen häufiger auftreten. Dies entspricht auch dem allgemein beobachtbaren Verhalten.

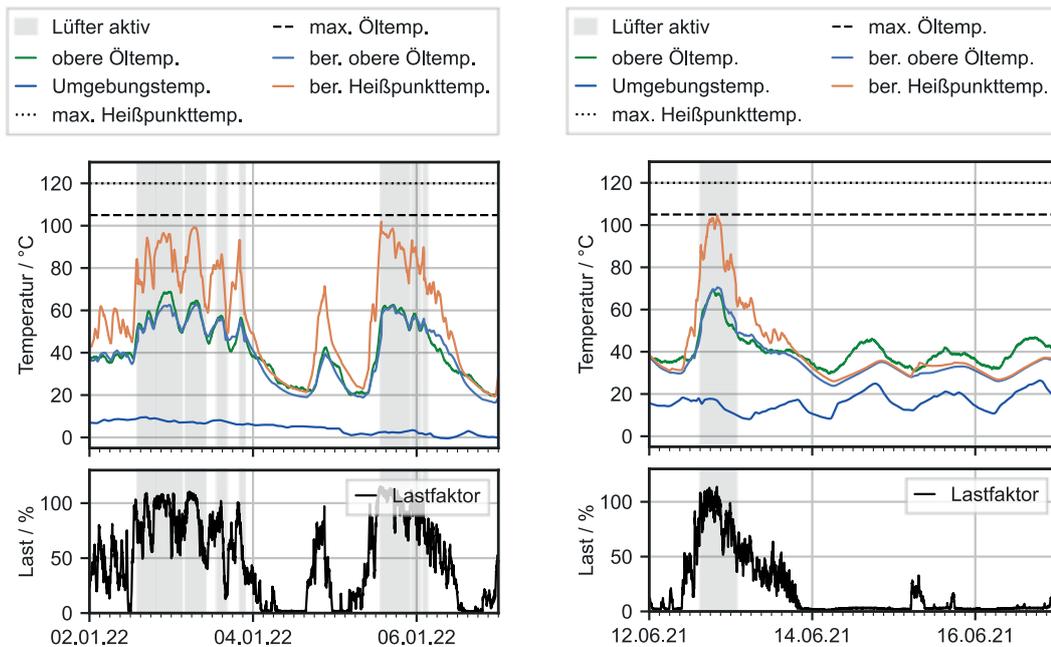


Abbildung 31: Temperaturmodellierung im Winter (links) und im Sommer (rechts)

In Abbildung 31 sind der zeitliche Verlauf der gemessenen und errechneten Öltemperatur als auch der berechneten Heißpunkttemperatur, der Umgebungstemperatur und der zugehörigen Last des Transformators für jeweils fünf Tage im Sommer (links) und Winter (rechts) dargestellt. Außerdem sind die zulässigen Temperaturgrenzen für die Heißpunkttemperatur und die Öltemperatur dargestellt.

Die Untersuchung bestätigte, dass die Notwendigkeit der Nutzung der Ventilatoren, die in diesem Falle bei 50°C Heißpunkttemperatur einschalteten, nur über zeitlich begrenzte Perioden notwendig war. Trotz des Betriebes oberhalb der Bemessungsgrenzen blieb die Heißpunkttemperatur stets unter ca. 105 °C, was bei thermisch stabilisiertem Papier zu keiner beschleunigten Alterung der Isolierstoffe führen würde.

Durch eine passende Modellierung des Transformators kann eine Umgebungstemperaturabhängige Lastkurve sowohl für den ONAN- als auch für den Betrieb mit Ventilatoren (ONAF) erzeugt werden. Diese zeigt die mögliche Belastbarkeit über Bemessungswerte hinaus, insbesondere bei kühleren Temperaturen. Eine solche ist für den ONAF-Betrieb für eine maximal zulässige Heißpunkttemperatur von 120 °C in Abbildung 32 zu sehen. Hierbei ist zu erkennen, dass auch eine kürzere Überlast zu einer höheren maximal zulässigen Last führen kann.

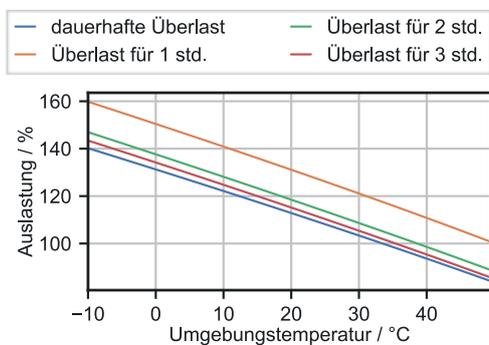


Abbildung 32: Lastkurven bei einer maximal zulässigen Heißpunkttemperatur von 120 °C im ONAF-Betrieb

5.3 Schrittweise Umsetzung eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes

Der überwiegende Anteil der Leitungsverbindungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz sind Freileitungen. Die Leiterseile sind dabei direkt den Witterungsbedingungen ausgesetzt. Der Bemessungsstrom einer Freileitung ergibt sich hauptsächlich aus der Grenzbetriebstemperatur der Leiterseile. Die maximale Strombelastbarkeit wird dabei gemäß DIN 50341 berechnet (Umgebungstemperatur 35 °C, Windgeschwindigkeit 0,6 m/s, Globalstrahlung 900 W/m²). Da die Witterungsbedingungen meist unterhalb der Bemessungswerte liegen, kann auch die Dauerstrombelastbarkeit überschritten werden. Dies wird beim witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) genutzt.

Der WAFB wird bei allen den Netzbetreibern in ähnlicher Form umgesetzt. Das grundsätzliche Vorgehen wird in der VDE-AR-N 4210-5 beschrieben und durch die VDE FNN Hinweise zur Umsetzung des WAFB (August 2021) detailliert ergänzt.

Die Vorgehensweise kann dabei in vier Schritte unterteilt werden.

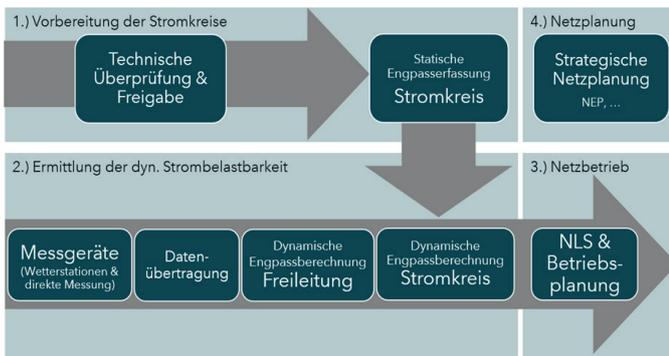


Abbildung 33: Vorgehensweise bei der Einführung eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes

Zur **Vorbereitung eines Stromkreises** für den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb ist die VDE-AR-N 4210-5 zu berücksichtigen. Diese sieht im Vorfeld sechs Überprüfungsbereiche vor:

1. Überprüfung der Trassierung

Die Mindestabstände zum Boden und zu Objekten sind einzuhalten. Diese Prüfung wird durch die Netzbetreiber routinemäßig durchgeführt.

2. Erfassung und Bewertung stromführender Verbindungen und Leiter

Die Tauglichkeit der Leiter und Verbindungen bzgl. höherer Strombelastbarkeiten werden geprüft. Dies kann u.a. mittels thermographischer Prüfung abgeschätzt werden. Da die Verluste quadratisch mit dem Strom steigen, sind Schädigungen an einzelnen Bauteilen ggf. erst bei hohen Strömen auffällig. Eine Leitungskontrolle durch thermographische Messungen kann durchgeführt werden, wenn der Stromkreis hoch ausgelastet ist. Als zusätzliche Prüfung steht noch die Übergangswiderstandsmessung zur Verfügung, die jedoch wegen ihres Schaltungsaufwandes schwierig umzusetzen ist.

3. Überprüfung der gesamten Stromübertragungskette im Umspannwerk/Schaltanlage

Die Strombelastbarkeit aller primärtechnischen Komponenten im Umspannwerk und in der Schaltanlage ist sicherzustellen. Dies wird in der Regel mit einer Thermografie erreicht.

4. Überprüfung der Sekundärtechnik und des Schutzkonzepts

Die Sekundärtechnik und das Schutzkonzept müssen zur Erhöhung des Stromes passen. Einstellwerte sind gegebenenfalls anzupassen.

5. Überprüfung der Einhaltung 26. BImSchV und 26. BimSchVVwV

Es ist zu prüfen, ob die in der 26. BImSchV genannten Anforderungen weiterhin eingehalten werden.

6. Überprüfung der Beeinflussung parallel betriebener Linieninfrastruktur

Es ist zu prüfen, ob die Vorgaben für die induktive Beeinflussung der Nachbarinfrastruktur, die sich durch die Erhöhung der Betriebsströme erhöht, eingehalten werden. Hier liegen aktuell die größten Herausforderungen. Der Gesetzgeber hat hierzu mit dem §49 EnWG verbesserte rechtliche Grundlagen geschaffen. Den ÜNB fehlen die personellen Voraussetzungen, um die Prüfung selbstständig durchführen zu können. Außerdem weist die Dokumentation der Wasser-, Gas-, Kommunikationsleitungen oft Lücken auf.

Die zusammengefassten Ergebnisse der technischen Überprüfungen führen zur Freigabe eines neuen maximal zulässigen Dauerstromes. In Einzelfällen kann es sogar zur Reduzierung des bisher zulässigen Stromes führen, wenn bisher nicht bekannte kritische Situationen erkannt werden. Unterhalb der neu ermittelten Stromgrenzen kann die Freileitung je nach Witterungsbedingungen an den einzelnen Stromkreisen betrieben werden.

Zur **Ermittlung der momentanen Strombelastbarkeit** werden die Witterungsbedingungen mit Wetterstationen gemessen und ausgewertet. Dabei haben sich Wetterstationen bewährt, welche im Optimalfall auf Höhe der Leiterseile installiert sind. Zur Ermittlung der Strombelastbarkeit werden Modelle nach Cigre (TB 207 oder TB 601) oder Webs (EZW 62, 1963) mit den Auslegungsdaten der Leitungsanlagen und den Wetterdaten kombiniert. Das Netzleitsystem erhält die Ströme, mit denen zum aktuell das die Leitung betrieben werden darf.

Bei der Ermittlung der Wetterparameter wird unterschiedlich vorgegangen. Von einem weitmaschigen Netz an Wetterstationen bis hin zu lokalen Wetterstationen in Umspannwerken existieren viele, den regionalen Gegebenheiten angepasste, Lösungen. Ergänzend verwendet jeder Netzbetreiber von externen Dienstleistern angebotene Wetterprognosen. Die eigenen Wetterdaten dienen zur Validierung der Prognosen. Durch die Prognosen ist es möglich den WAFB in die kurzfristigen Prognoseprozesse einfließen zu lassen. Darüber hinaus können Witterungsdaten aus Prognosen als Rückfallebene verwendet werden, wenn Wetterstationen ausfallen sollten.

Der **Systembetrieb** muss in der Lage sein, die berechneten Strom-Fahrpläne in ihrer sich stetig wandelnden Form aufzunehmen und verarbeiten zu können (z.B. 15-minütige Änderungen). Dazu müssen alle benötigten Daten schnell und durchgängig über die verschiedenen Datenbanken verarbeitet werden können.

Die **Netzplanung** verwendet den WAFB als Netzoptimierungswerkzeug gemäß NOVA-Prinzip. Hierbei muss sichergestellt werden, dass die planerisch ermittelten Übertragungsströme, auch im Betrieb unter Einhaltung von Sicherheitsmargen und saisonaler Varianzen realisiert werden können.

Der WAFB stellt eine auf den ersten Blick einfache Technik dar, mit der die bestehenden Hoch- und Höchstspannungsnetze höher ausgelastet werden können. Es hat sich gezeigt, dass die Investitions- und Betriebskosten dabei deutlich niedriger als die **Einsparungen durch vermiedenen Netzausbau**.

5.4 Strombelastbarkeit erdverlegter Kabel

Berücksichtigung thermischer Eigenschaften des Bodens

In einem Gemeinschaftsprojekt der TU Berlin, FG Standortkunde und Bodenschutz mit der Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH (Vorgänger der Stromnetz Berlin) wurden im Zeitraum 2009 bis 2010 unter anderem die Böden im Stadtgebiet Berlin in sechs Hauptbodenarten unterteilt und untersucht. Diese Einteilung erfolgte über Bodenproben, welche im Rahmen von Kabeltiefbauarbeiten entnommen wurden. Zusätzlich wurden Bodenproben aus dem Archiv der Standortkunde sowie geologische Karten verwendet. Alle Bodenproben wurden hinsichtlich ihres thermischen Widerstandes in Abhängigkeit vom Wassergehalt des Bodens untersucht. Zur einfacheren Anwendung durch den Netzbetreiber wurden die zu erwartenden Bodenfeuchten Jahreszeiten und Einfluss durch Grundwasser bzw. Bewuchs zugeordnet [22].

pf	Standorteigenschaften	Wassergehalt (bezogen auf 1)			Thermische Leitfähigkeit [W/m*K]		
		min	max	Mittelwert	min	max	Mittelwert
1,5	sehr feucht = grundwasserbeeinflusst	0,18	0,31	0,22	1,89	2,10	1,97
1,8	feucht/nass = Frühjahr/ Wassersättigung	0,06	0,13	0,09	1,42	1,77	1,61
2,8	trocken = Sommer/ mit Vegetation	0,03	0,05	0,04	1,08	1,34	1,20
4,2	sehr trocken = Sommer/ Wurzelkontakt	0,01	0,03	0,02	0,58	1,16	0,86

Tabelle 6: Kenndaten für die Hauptbodenart „Sande/ Talsande“ (Bodenart mSfs)

Für das Stadtgebiet Berlin steht auf den Seiten der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung ein Bodenatlas zur Verfügung. Hier kann für jedes Straßenviereck die Bodenart und der Grundwasserabstand abgerufen werden. Mit den Tabellen zu den Hauptbodenarten und dem Bodenatlas ist eine grobe Abschätzung des thermischen Widerstandes des Bodens möglich. Diese Verfahren verbessert die Möglichkeiten zur Ermittlung der Strombelastbarkeit für bestehende sowie für geplante Kabeltrassen.

Durch menschliche Tätigkeiten können jedoch mehrfach und bis weit über typische Kabellegetiefen die Bodeneigenschaften Veränderungen unterworfen sein. Für hochausgelastete Kabeltrassen wird daher eine Verifizierung über die Untersuchung von Bodenproben empfohlen. Bei Neubautrassen kann die erforderliche Probennahme im Zuge der Tiefbauarbeiten für die Trasse erfolgen.

Liste mit thermischen Engpässen (Hot Spot Table)

Für die Bestimmung der Strombelastbarkeit einer Leitungsverbindung sind die Strombelastbarkeiten der thermischen Engpässe entlang der Kabeltrasse zu ermitteln. Zusätzlich sind die Strombelastbarkeiten aller weiteren stromführenden Elemente in der Leitungsverbindung zu berücksichtigen. Das sind z.B. Stromschienen, Wandler, Leistungsschalter und Trenner. Das Minimum dieser Werte bestimmt die Strombelastbarkeit der Gesamtstrecke.

Bei erdverlegten Kabeln sind in jedem thermischen Engpass auch die parallel liegenden Leitungen zu berücksichtigen. Zur besseren Übersicht kann z.B. eine Engpassliste angelegt werden. Wenn hier Daten vorgesehener In- und Außerbetriebnahmen mitgeführt werden, können auch die Auswirkungen geplanter Maßnahmen auf die Strombelastbarkeit von Leitungsverbindungen leichter beurteilt werden.

Nachrüstung von Temperatursensoren

Im Rahmen des bereits genannten Gemeinschaftsprojektes mit der TU Berlin wurden an Kabeltrassen auch lokale Temperaturmessungen installiert. Verwendet wurden temperaturabhängige Widerstände mit linearer Charakteristik (PT100 bzw. PT1000). Durch die flache, leicht gebogene Ausführung war eine leichte Befestigung auf dem Kabelmantel möglich. Mit bekanntem Kabelaufbau, Leiter- und Schirmstrom kann über ein Modell aus Wärmewiderständen die Leitertemperatur berechnet werden, [22].

Hot spot table

Datum der Betrachtung		07.08.2023		Leitungs-Nr.		x		y			
Strombelastbarkeit in A: UW1		Schaltanlage UW1	von	Stromschiene	UW1	UW2					
				SS-Trenner	2500	1600					
				Leistungsschalter	630	1600					
				Leitungstrenner	1250	1250					
Strombelastbarkeit in A: UW2		Wandler	nach	Bemessungsstrom	400	600					
				thermisch	480	720					
				zulässiger	UW2	UW3					
					1600	2500					
gesamte Verbindung				Stromschiene	1600	1250					
				SS-Trenner	1600	1250					
				Leistungsschalter	1250	1250					
				Leitungstrenner	630	1250					
Strombelastbarkeit in A		Wandler	thermisch	Bemessungsstrom	600	800					
				zulässiger	720	1200					
				Strombelastbarkeit in A		langer		kurzer			
				dauernd	270	324	Störbetrie	Störbetrie	dauernd	kurzer	
Strombelastbarkeit in A				zulässiger Strom in A Winter	486	486					
				zulässiger Strom in A Sommer	250	300					
				Engpass im Winter	Kabel	Kabel	Wandler UW1	Kabel	Kabel	Freitg.	Freitg.
				Engpass im Sommer	Kabel	Kabel	Kabel	Kabel	Kabel	Kabel	Freitg.

Nr.	Hot spot Name	Link	Quelle	Datum der Betrachtung	in Betrieb von	bis	betroffene Leitungen	Reihung	Kabeltyp	Strombelastbarkeit in A		
										dauernd	langer	kurzer
1	Einführung UW 1, zwei 110-kV-Systeme, 10 MS-Systeme		Einzelfall-betrachtung	01.10.1995	01.05.1996	30.11.2023	x, y	1	N2XS(FL)2Y 3x1x630/35	400	480	720
2	Hauptstraße, Querung Fernwärme		Einzelfall-betrachtung	15.04.2001	01.01.1970	31.12.2100	x	2	NGKUDEY 3x1x185	270	324	486
3	Einführung UW 1 nach Umbau		Einzelfall-betrachtung	02.05.2023	01.12.2023	31.12.2100	x, y	1	N2XS(FL)2Y 3x1x630/35	525	630	945
4	Überquerung NSG als Freileitung		Notiz_ Freileitungen allg.	15.03.2015	01.01.1970	31.12.2100	y	5	243-AL/39-ST1A	750/645	750/645	750/645
5	Einführung UW2		Schätzung anhand ähnlicher Trassenschnitte	17.08.2016	01.01.1970	31.12.2100	y	8	N2XS(FL)2Y 3x1x800/35	420	510	750

Tabelle 7: Beispiel einer Engpassliste

5.5 Zweidimensionale Zustandsbewertung einer Transformatorenflotte

Da Leistungstransformatoren essenzielle Betriebsmittel mit hohem Beschaffungswert sind, bemühen sich die Betreiber, deren Gesamtverfügbarkeit zu optimieren, [60]. Diverse Methoden werden angewendet, um Fehler zu detektieren und den Zustand der Komponenten zu bestimmen. Hierbei sind insbesondere Wicklungen, Isolierung, Kern, Zuleitungen, Durchführungen und Laststufenschalter von Interesse. Die gewonnenen Erkenntnisse zu den Einzelkomponenten werden häufig zu einer Gesamtzustandsbewertung aggregiert, dem so genannten „Health Index“.

Der „Health Index“ ist allerdings ungeeignet, um unterschiedliche wirtschaftliche und technische Interessen abzubilden. Beispielsweise beeinflussen die Betriebsführung, aber auch die Instandhaltungsstrategie stark den Gesamtzustand des Transformators. Für beide Aspekte sind jedoch häufig unterschiedliche Abteilungen in der Organisation zuständig, die nicht zwingend im engen Informationsaustausch stehen. Je nachdem ob die Budgets eher aus der kurzfristigen betriebsorientierten (OPEX) oder längerfristigen investitionsorientierten (CAPEX) Perspektive betrachtet wird, kann die jeweilige Priorisierung auch zu unterschiedlichen Handlungsempfehlungen führen. Eine mögliche Lösung besteht darin, wesentliche Perspektiven in einem gemeinsamen Modell abzubilden und so differenzierte Auswertungen zu erlauben. Der Nutzen dieser Verknüpfung unterschiedlicher Perspektiven soll im nachfolgenden Beispiel verdeutlicht werden.

Die Untersuchung [60] bezieht sich auf 88 Transformatoren aus der Transformatorenflotte der Rheinischen NETZGesellschaft mbH (RNG) welche ein durchschnittliches Alter von 44,5 Jahren aufwiesen. Die Nennleistungen der bewerteten Transformatoren liegen zwischen 20 MVA und 40 MVA, bei Spannungsebenen von 110 / 10 kV und 110 / 25 kV. Ziel der Untersuchungen war es, die Aspekte zustandsbedingter Betriebsmittelplanung und Zielnetzplanung (Netzausbau) miteinander zu verknüpfen. Die Ergebnisse sollten bei Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategien berücksichtigt werden.

Das Modell verwendet die Informationen, welche im laufenden Betrieb des Transformators aufgenommen werden können, so dass keine Abschaltung notwendig ist. Zudem wurden weitere Daten wie historische DGA- und Ölanalysen sowie technische Angaben bzgl. der Bauform und Technologie von Einzelkomponenten berücksichtigt.



Abbildung 34: Neben technischen Daten genutzte Information für die Bewertung der Transformatorenflotte

Informationen aus den Stamm- und Inspektionsdaten wurden gemeinsam mit Bewertungen aus Messverfahren genutzt, um Einzelparameter zu Indizes zu aggregieren. Entsprechend der anvisierten Ziele ergab sich ein Ausfallrisikoindex (AI) und ein Lebensdauerverbrauchsindex (LI). Der AI berücksichtigt alle kurzfristigen Instandhaltungsmaßnahmen, welche trotz eines guten Gesamtzustandes notwendig sein können, um einen Ausfall zu vermeiden. Die Kosten hierfür sind den Betriebsausgaben (OPEX) zuzurechnen. Der LI hingegen fokussiert auf die Alterung des Transformators. Hier wird Erneuerungsbedarf bzw. lebensdauererlösende Maßnahmen auf Grund eines fortgeschrittenen Lebensdauerverbrauchs berücksichtigt, auch wenn die betreffende Komponente kurzfristig nicht zu einem höheren Ausfallrisiko führt. Die Kosten sind entsprechend Investitionsausgaben (CAPEX).

Abbildung 35 verknüpft beide Indizes und zeigt je Cluster geeignete Maßnahmen auf. Besonders hohe Wartungsdringlichkeit führt beispielsweise zur Empfehlung, den Transformator zeitnah außer Betrieb zu nehmen. Bei hohem Lebensdauerverbrauch wird ein Austausch geplant.

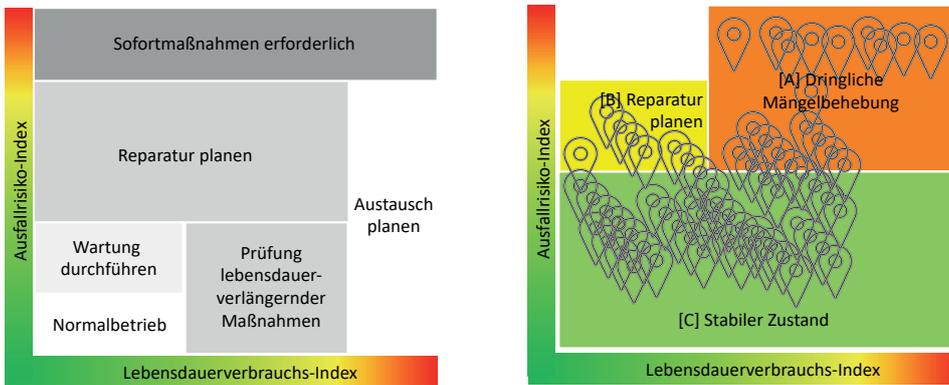


Abbildung 35: Zweidimensionale Matrix mit entsprechenden Identifikationsfeldern für weitere Maßnahmen im Asset-Management (links) und Ergebnisübersicht der Zustandsbewertung der gesamten Flotte mit den entsprechenden Indikationen für weitere Vorgehensweise (A, B oder C), rechts

Bei der Analyse der Transformatorenflotte zeigten sich drei wesentliche Cluster.

- **Cluster A** führt zu der Empfehlung zur dringlichen Mängel- und ggf. Defektbehebung. Ursache waren hier zumeist Hotspots in Durchführungen und zugehörigen Anschlüssen, sowie Hinweise auf thermische Fehler im Aktivteil.
- Im **Cluster B** führten vor allem eine reduzierte Durchschlagspannung, erhöhte Feuchtigkeit, Partikelanzahl im Öl oder festgestellten Undichtigkeiten zu einem erhöhten WI bei geringem LI. Daher wird die Planung von Reparaturmaßnahmen empfohlen.
- Im **Cluster C** befinden sich die Transformatoren in einem stabilen Zustand. In diesem Cluster befindet sich ein Großteil der Flotte. Hier müssen ggf. lebensdauer verlängernde Maßnahmen oder zeitlich unkritische Reparaturen geplant werden.

Dieses Beispiel zeigt, dass eine solche Verknüpfung verschiedener Aspekte eine deutlich differenziertere Bewertung zulässt als ein einzelner „Health-Index“ für ein Betriebsmittel aber auch für eine gesamte Flotte. Neben geeigneten Strategien für Assetmanagement, Instandhaltung und Netzausbau können auch Rückschlüsse auf mögliche kurzzeitige Höherauslastung gezogen werden. Beispielsweise könnte die Höherauslastung im Cluster A und B auf Grund vorhandener Mängel und Defekte zu einer erhöhten Ausfallwahrscheinlichkeit führen. Dies gilt es zu vermeiden. Im Cluster C kann allerdings davon ausgegangen werden, dass eine kurzzeitige Überlast möglich ist, welche jedoch zu einem beschleunigten Lebensdauerverbrauch führen würde. Dieser könnte jedoch abhängig von den Anforderungen und der aktuellen Situation im Netz akzeptiert werden.

5.6 Analyse thermisch gealterter Ölpapierdurchführungen

Anlass für das folgende Analysebeispiel war der Ausfall mehrerer 420 kV Durchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum nach nur ca. zehnjährigem Betrieb auf hoch belasteten Maschinentransformatoren. Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen bei Umgebungstemperatur konnten an den noch nicht ausgefallenen Durchführungen weder Teildurchschläge noch Alterung belegen. Gas-in-Öl-Analysen zeigten jedoch bei zwei Durchführungen (Nr. 1 und Nr. 5) Schadgase, die auf Teilentladungen (TE) hindeuteten. Für die weitere Analyse wurden vier noch nicht ausgefallene Durchführungen (Nr. 1, 2, 3 und 5) demontiert und zusammen mit einer neuwertigen Durchführung (Nr. 4) analysiert [14], Tabelle 8.

Um die Sensitivität der 50 Hz-Verlustfaktormessung zu erhöhen, wurden die Durchführungen Nr. 1, 3 und 5 im Ofen auf 70 bis 80°C erwärmt. Hier zeigten Nr. 1 und 5 erheblich erhöhte Verlustfaktorwerte, bei denen die thermische Stabilität der Objekte in Frage steht. Ergänzend wurden dielektrische Analysen (Polarisations- und Depolarisationsstrom PDC) bei Raumtemperatur durchgeführt. Hier zeigen Nr. 1 und 5 stark erhöhte Anfangswerte, die bei $t = 1$ s um mehr als eine Größenordnung über den üblichen Werten liegen, Tabelle 8. Die Schätzung von Wassergehalten im ölprägnierten Papier aufgrund der dielektrischen Messungen indiziert für die Durchführungen Nr. 1, 2, 3 und 4 einen trockenen Zustand.

Durchführung	Teilentladungen (TE)	Tan delta (50 Hz) im Ofen	Polarisationsstrom bei $t = 1$ s und $U = 1$ kV, Raumtemperatur	Wassergehalt nach PDC-Analyse
Nr. 1 (10 Jahre)	Ja, Schadgase	$16 \cdot 10^{-3}$ (80°C)	13 nA	0,65 %
Nr. 2 (10 Jahre)	ok		0,9 nA	0,65 %
Nr. 3 (10 Jahre)	ok	$2 \cdot 10^{-3}$ (80°C)	0,5 nA	0,5 %
Nr. 4 (neuwertig)	ok		0,7 nA	< 1%
Nr. 5 (10 Jahre)	Ja, Schadgase	$19 \cdot 10^{-3}$ (70°C)	27 nA	2,4 %
Proben aus Nr. 5 (nach Probenahme)	Ja, Entladungsspuren Beläge am Heißpunkt	$61 \cdot 10^{-3}$ (70°C) Papierprobe	Karl-Fischer-Titration KFT: Ölprobe 6 ppm (70°C)	KFT: Papier 0,3...0,8 %

Tabelle 8: Analyse betriebsgealterter und neuwertiger 420 kV Ölpapierdurchführungen.

Die Durchführung Nr. 5 war in allen vier, in Tabelle 8 genannten, Kategorien am auffälligsten. Der Papierwickel wurde deshalb entnommen, visuell inspiziert und seziiert. An den Steuerbelagskanten im Bereich des Heißpunktes zeigten sich Entladungsspuren, die durch eine thermisch bedingte Gasbildung erklärbar sind. Die durch dielektrische PDC-Analyse erwartete Befeuchtung bestätigte sich durch Messungen an Papierproben nicht. Offenbar konnte der Analysealgorithmus Alterung nicht sicher von Befeuchtung unterscheiden. Die Polarisationsstromverläufe der Durchführungen Nr. 1 und 5 zeigen jedoch, dass beide zu einem stark gealterten Kollektiv gehören. Durch weitere Untersuchungen am Öl und Papier der Durchführung Nr. 5 wurde deutlich, dass die Verschlechterung der dielektrischen Kennwerte allein durch die Alterung des Öles bedingt gewesen ist.

Zusammenfassen wurden die Ausfälle offenbar durch eine betriebsbedingte, langandauernde, thermische Überlastung der Durchführungen verursacht, die zu einer beschleunigten Ölalterung, zusätzlicher dielektrischer Erwärmung, Gasbildung am Heißpunkt, Teilentladungen und teilweise zu Durchschlägen führte. Erkennbar ist diese Entwicklung durch Ölanalysen (Gas-in-Öl-Analyse, Ölalterung) und dielektrische Messungen, die jedoch on-site wegen parasitärer Oberflächenströme nur bedingt durchführbar sind [14].

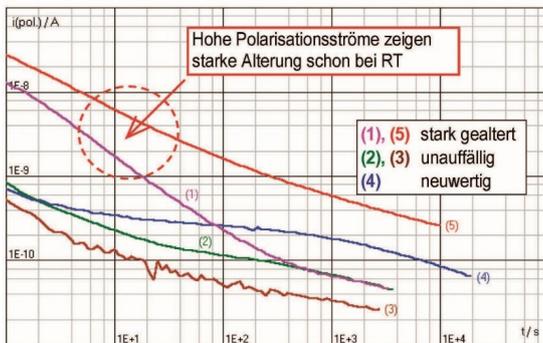


Abbildung 36: Polarisationsstrommessungen bei Raumtemperatur an 420 kV-OIP-Durchführungen in unterschiedlichen Alterungszuständen, RT = Raumtemperatur

6 Haftungsrechtliche Fragen

Die notwendige höhere Auslastung der bestehenden Stromnetze führt einerseits zu technischen Herausforderungen, wie z.B. eine höhere Auslastung zu gewährleisten, ohne Unterbrechungen der Stromversorgung und/oder Unregelmäßigkeiten in der Stromversorgung zu verursachen.

Andererseits sind aufgrund der technischen Risiken mehr denn je Haftungsfragen für den Netzbetreiber in den Vordergrund gerückt, da eine höhere Auslastung auch Netzstörungen wahrscheinlicher werden lässt, für die der Netzbetreiber ggf. haften muss. Die Optimierung der Stromnetze wird der Netzbetreiber indes nicht umgehen können, da er gem. § 11 Abs. 1 EnWG zur bedarfsgerechten Optimierung seiner Stromnetze gesetzlich verpflichtet ist, soweit die Optimierung ihm wirtschaftlich zuzumuten ist, [68].

Daher sollen im Folgenden kurz die rechtlichen Grundlagen der Haftung im Netzbetrieb dargestellt werden, damit der Netzbetreiber sein Handeln daran ausrichten und Präventionsmaßnahmen treffen kann.

6.1 Haftungsgrundlagen

Eine Haftung im Netzbetrieb kann durch schuldhaftes Verhalten des Betreibers ausgelöst werden, aber auch durch eine sog. Gefährdungshaftung, die nicht an ein Verschulden anknüpft.

Verschuldenshaftung

Zum einen kann der Netzbetreiber haften, weil er eine Versorgungsunterbrechung oder eine unregelmäßige Stromversorgung *verschuldet* hat. Dies ist dann der Fall, wenn er die Störung fahrlässig verursacht, durch das Außerachtlassen der erforderlichen Sorgfalt. Dann kann er insbesondere aus dem Lieferantenrahmen-, oder Netznutzungsvertrag sowohl aus dem Anschlussnutzungsverhältnis dem Stromlieferanten bzw. dem Anschlussnutzer in Verbindung mit §§ 280 ff. BGB, als auch vertragsunabhängig nach den §§ 823 ff. BGB gegenüber Dritten haften, [68].

Ein Netzbetreiber haftet in aller Regel dann nicht schuldhaft, wenn er die anerkannten Regeln der Technik einhält.

Gefährdungshaftung

Unabhängig davon, ob der Netzbetreiber schuldhaft gehandelt hat, kann er zudem auch ohne Verschulden nach § 2 Abs. 1 HPfLG und / oder § 1 Abs.1 ProdHaftG gegenüber dem Anschluss- und Netznutzer haften; dies betrifft indes nicht Fälle des Versorgungsausfalls, sondern nur von Schäden durch Überspannung. Jedoch kann auch hier in den meisten Fällen eine Haftung ausgeschlossen werden, wenn das Stromnetz auf den anerkannten technischen Regeln zum Zeitpunkt des Schadenseintritts beruht (§ 2 Abs. 1 S.2, 3 HPfLG; § 1 II Nr. 5 ProdHaftG); i. E. gilt hier also derselbe Maßstab wie bei der Verschuldenshaftung.

6.2 Pflichten und Vorkehrungen des Netzbetreibers

Um nicht schuldhaft zu handeln, hat der Netzbetreiber insbesondere folgende Pflichten zu beachten:

Auskunftspflichten

Der Übertragungsnetzbetreiber hat sich gem. §§ 49 a, 49 b EnWG dahingehend zu erkundigen, ob Betreiber technischer Infrastrukturen durch Höherauslastung oder durch Ausbau, die Ertüchtigung, Umbeseilungen, Zubeseilungen oder Änderungen des Betriebskonzepts elektromagnetisch beeinflusst werden könnten. Um den Kreis der betroffenen Betreiber ermitteln zu können, empfiehlt § 49 a Abs. 1 S. 2 bzw. § 49 b Abs. 3 S. 3 EnWG, eine Anfrage und die Nachweisführung durch den Übertragungsnetzbetreiber unter Verwendung der Informationssysteme zur Leistungsrecherche zu stellen (z. B. das BIL-Portal, [69]).

Netzbetrieb nach anerkannten Regeln der Technik

§ 49 Abs. 2 des EnWG fordert: „Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der

Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. [...] eingehalten worden sind.“ I. E. heißt das, dass ein Netzbetreiber in Schadensfällen in der Regel dann nicht fahrlässig handelt und somit auch nicht haftet, wenn er die besagten Regeln einhält, [70].

Das heißt indes nicht, dass bei einem Abweichen im Schadensfall automatisch eine Haftung folgt. Vielmehr kann der Netzbetreiber durch die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik von der gesetzlichen Entlastungsvermutung des § 49 Abs. 2 EnWG zusätzlich Gebrauch machen, muss dies aber nicht, [71]. Er kann auch anderweitig die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik bzw. die Gewährleistung der technischen Sicherheit beweisen. Denn es ist auch im Einzelfall möglich, dass Normen hinter den praktischen Bedürfnissen der technischen Sicherheit zurückbleiben und somit für die Gewährleistung der technischen Sicherheit nicht angewendet werden können, [72]. Der Netzbetreiber sollte dann aber dringend in internen Richtlinien dokumentieren, zur Realisierung welchen Ziels er von besagten Regeln abweicht, aus welchem Grunde er dies für technisch vertretbar hält und welche Sicherheitsvorkehrungen er getroffen hat.

Das Wesen jeder Innovation besteht darin, die „anerkannten Regeln der Technik“ zu erweitern oder zu verlassen. Werden die bestehenden Normen nicht angewendet, muss der Betreiber allerdings anderweitig den Nachweis für die Betriebssicherheit bringen. Er muss in internen Richtlinien dokumentieren, aus welchem Grunde er von besagten Regeln abweicht, aus welchem Grunde er dies für technisch vertretbar hält und welche Sicherheitsvorkehrungen er getroffen hat. Diese Vorkehrungen werden sich aufgrund des Ortes der Betriebsmittel unterscheiden, z.B. bei einer Ortsnetzstation in einem Wohngebäude gegenüber der auf einer Freifläche.

Sicher ist dieser Nachweis indes nicht. Nur dann, wenn der Netzbetreiber die Voraussetzungen der benannten technischen Regeln erfüllt, wird eine Pflichtverletzung in der Regel abzulehnen sein, [68].

Dieser Zusammenhang behindert Innovation im Spannungsfeld technischer Neuerungen und haftungsrechtlicher Anforderungen nach § 49 EnWG. Netzbetreiber können dazu neigen, neue Technologien deshalb nicht anzuwenden, da sie definitionsgemäß eben nicht Stand der Technik sind, [66].

Alternativ könnten durch Politik oder Normungsgremien Verordnungen erlassen werden, welche zeitnah auf technische Neuerungen eingehen. Damit würde die Vermutung des § 49 Abs. 2 EnWG zu Gunsten des Netzbetreibers wieder greifen und eine Haftung wäre der Ausnahmefall.

6.3 Sonstige Vorkehrungen gegen Haftungsfolgen

Versicherungsschutz

Netzbetreiber haben in aller Regel eine Haftpflichtversicherung für Netzstörungen, die in Form von Stromunterbrechungen und unregelmäßiger Stromversorgung auftreten. Eine Pflicht zum Vorhalten einer solchen Versicherung besteht in Deutschland für Netzbetreiber nicht. Insbesondere sollte eine Schadensverursachung, die durch eine Überspannung verursacht wird, versichert sein, da diese Schadensursache aufgrund der immer höher werdenden Auslastung der Stromnetze die Wahrscheinlichste ist. Vor Ergreifung entsprechender Maßnahmen sollte der Betriebshaftpflichtversicherungsvertrag geprüft werden, damit geklärt werden kann, ob der Versicherungsschutz für die hier skizzierten Szenarien auch bei einer Abweichung von geltendem technischem Regelwerk besteht.

Einbeziehung der Haftungsbegrenzung aus § 18 NAV

Zugunsten von Netzbetreibern, die Niederspannungsnetze und Netze der allgemeinen Versorgung betreiben, gelten strikte Haftungsbegrenzungen über § 18 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV); dies umfasst insbesondere den kompletten Ausschluss einer Haftung für Vermögensschäden, die nicht durch besondere grobe Fahrlässigkeit ausgelöst wurden sowie eine Begrenzung der Haftung für Sachschäden auf 5.000 €/Schadensfall. Gegenüber Anschlussnutzern, die Elektrizität in Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung entnehmen und in Netzen, die keine Netze der allgemeinen Versorgung sind sowie gegenüber nachgelagerten Netzbetreibern kann und sollte die Regelung des § 18 NAV/NDAV vertraglich vereinbart werden [70] - insbesondere, um die besonderen Risiken des Betriebs von Netzen außerhalb der Parameter des VDE-Regelwerks abzufedern. Gemäß amtlicher Begründung zur NAV/NDAV, BR-Drs. 367/06 (S. 54 f.) wären die hohen Haftungsrisiken ohne diese Einschränkung kaum versicherbar.

7 Schlussfolgerungen

Höherauslastung zur Vermeidung von Redispatch

Die Einhaltung der Klimaziele bis zu einem rechtzeitigen Erreichen eines CO₂-freien Energiesystems erfordert die Definition politisch gesetzter ambitionierter Planungsprämissen, wie sie in den Szenarien der Netzentwicklungspläne sichtbar werden. In der praktischen Umsetzung des dazu erforderlichen Netzausbaus ist es dabei kaum zu vermeiden, dass die Fortschritte beim Netzausbau nicht im Gleichschritt mit dem Zubau erneuerbarer Erzeugung, der Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerke und den Veränderungen auf der Verbraucherseite erfolgen. Die Folge sind Netzengpässe, die mit geeigneten Gegenmaßnahmen beherrscht werden müssen. Eine dieser Gegenmaßnahmen wäre neben dem konventionellen Kraftwerks-Redispatch eine optimierte Nutzung der vorhandenen Netzsubstanz, z.B. der Betrieb mit Strömen oder Spannungen oberhalb der ursprünglich definierten Bemessungswerte oder auch veränderte Betriebs- und Einsatzkonzepte der vorhandenen Betriebsmittel.

Technische Reserven und Grenzen

Jedes der in diesem Bericht betrachtete Betriebsmittel hat zum Teil erhebliche Reserven in der Strombelastbarkeit (z.B. Freileitung + 140 %). Diese Reserven und die Bedingungen, unter denen sie genutzt werden können, unterscheiden sich zwischen den Betriebsmitteln jedoch erheblich. Eine höhere Auslastung der Betriebsmittel entlang der Stromübertragungskette verlangt ein genaues Verständnis der physikalischen Gegebenheiten, von der Erwärmung, über die auftretende Alterung, den Ausfallwahrscheinlichkeiten bis zu deren möglichen Folgen. In der Diskussion um akzeptable technische Risiken und auch um Haftungsrisiken ist dabei klar zwischen einer zulässigen Höherauslastung innerhalb der Materialgrenzen der Betriebsmittel und einer unzulässigen Überlastung mit inakzeptablen Risiken für Mensch, Umwelt und die Technik zu unterscheiden. In diesem Bericht geht es immer um die Höherauslastung der Betriebsmittel unter Ausnutzung der Materialreserven, günstiger Umgebungsbedingungen und verbesserter Betriebsarten.

Monitoring, Diagnostik und Systemführung

Damit wird schnell klar, dass für die Realisierung einer flächendeckenden Höherauslastung der Netzbetriebsmittel eine deutlich verbesserte Datenbasis erforderlich ist. So ist z.B. eine genaue, zeit- und ortsaufgelöste messtechnische Überwachung mittels Monitoringsysteme oder weiterer Diagnoseverfahren erforderlich. Wichtige Beispiele sind das Monitoring der Temperaturwerte in den Betriebsmitteln und der Umgebungsbedingungen. Diese Datenbasis kann zusammen mit Modellen, die das des Betriebsverhalten der einzelnen Betriebsmittel abbilden, zur Berechnung des momentanen Zustandes der Betriebsmittel verwendet werden. Ein solches Betriebsmittel-Monitoring, zumindest an den Netzengpässen, ist der Schlüssel für eine höhere Strombelastbarkeit entlang der Übertragungsstrecken.

Im realen Systembetrieb wird in den Betriebsplanungsprozessen einige Tage im Voraus die Systemicherheit hergestellt. Dazu werden alle relevanten Eingangsdaten prognostiziert und die sich voraussichtlich einstellenden Betriebszustände berechnet und auf Einhaltung der unter den Netzbetreibern abgestimmten Betriebsregeln überprüft. Höher auslastbare Betriebsmittel müssen in diese Betrachtungen mit einbezogen werden. Modelle der Betriebsmittel ersetzen die fehlenden Messwerte und prognostizieren die zukünftige Belastbarkeit. Hier sind noch umfangreiche Entwicklungsarbeiten zu leisten, um die Lücke zwischen der reinen Betriebsmittelsichtweise der bereits vorhandenen Betriebsmittel-Monitoringsysteme und der Gesamtsicht der Systemführung zu schließen.

Auch die Betreiberverantwortlichen in den Betriebsstellen und im Asset Management müssen ihre Betriebs- und Instandhaltungsstrategien und Konzepte an die Konsequenzen anpassen, die eine, wenn auch im realen Netzbetrieb nur gelegentliche, Höherauslastung der Betriebsmittel mit sich bringt. Die statistischen Modelle der Vergangenheit, die das Störungsgeschehen und die Betriebserfahrungen der Vergangenheit berücksichtigen, helfen hierfür nur bedingt und sind durch Betriebsmittel- und Alterungsmodelle und entsprechende Instandhaltungs- und Reparaturmaßnahmen zum Substanzerhalt der Betriebsmittel zu ergänzen.

Betrachtet man die einzelnen Betriebsmittel, dann lässt sich feststellen, dass es bereits einige gut etablierte Diagnosemethoden zur Zustandserfassung gibt, die für ein angepasstes Asset Management unter diesen Bedingungen eingesetzt werden können. Für Transformatoren gibt es beispielsweise die chemische und physikalische Ölanalyse einschließlich DGA, die wichtige Informationen zum Alterungszustand, aktuellen Fehlern und in der Trendanalyse auch zur Zustandsentwicklung und zur Alterungsgeschwindigkeit des Gerätes liefern. Bei luftisolierten Seilverbindungen altern insbesondere

die Seilverbinder. In luftisolierten Schaltanlagen wäre eine kontinuierliche oder zyklische Überwachung der Verbindungsarmaturen mit IR-Thermographie gut vorstellbar. Bei Freileitungen mit vergleichsweise wenigen und örtlich weit auseinander liegenden Seilverbindern scheidet eine kontinuierliche Überwachung aus. Die Auswertung von Daten aus zyklischen Messungen in Verbindung mit Alterungsmodellen und Risikosimulationen gewinnen damit bei Freileitungen, als besonders wertvolle Betriebsmittel im Übertragungsnetz, eine umso höhere Bedeutung. Der Einsatz dynamischer Strombelastbarkeiten in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen statt statischer, starrer Normwerte wird dadurch möglich und ist derzeit bei den Netzbetreibern in der Umsetzung.

Rechtlicher Rahmen

Die Weiterentwicklung der NOVA-Kriterien mit einer aktiveren Nutzung der zur Verfügung stehenden Flexibilitäten (NOXVA) bis hin zu einer kurativen Betriebsführung und dafür notwendiger dynamischer Netzsicherheitsanalyse, Online-Netzsicherheitsrechnung und Risikobewertung stellt ein hohes Potential bei der Erschließung höherer Übertragungskapazitäten im bestehenden Netz dar. Allerdings führt die Forderung im EnWG: § 49 „Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik“ zur Zurückhaltung bei der Einführung von neuen technischen Ansätzen. Diese Zurückhaltung auf Seite der verantwortlichen Netzbetreiber kann überwunden werden, indem die anerkannten Regeln der Technik erweitert und mit praktischen Erfahrungen beim Betrieb der Betriebsmittel mit Strömen oberhalb der Bemessungswerte besser untermauert werden. Ansätze zur Ausnutzung einer zeitlich begrenzten höheren Belastbarkeit sind in der Praxis bereits realisiert worden und können dazu verwendet werden diese Wissensbasis zu erweitern.

Konkrete Maßnahmen zur Erhöhung der Strombelastbarkeit

Tabelle 9 soll den Anwendern konkrete Schritte zur Erhöhung der Strombelastbarkeit vermitteln. Die detaillierte Vorgehensweise wird in den entsprechenden Kapiteln des vorliegenden Dokuments erläutert. Weitere technische Faktoren und andere Rahmenbedingungen müssen gegebenenfalls angepasst werden, um das dargestellte thermisch bedingte Potential bezüglich der Strombelastbarkeit auszuschöpfen.

Betriebsmittel	Thermische Begrenzung	Berechnung und Normen	Vorgehensweise	Erhöhung der Strombelastbarkeit ¹
Kabel	Entfestigung und Schmelzen des Isoliermaterials, z.B. 90°C bei vernetztem Polyethylen	1. Thermisch äquivalentes Ersatzschaltbild (DIN VDE 0276) 2. Mit Wärmekapazitäten (IEC 60287) 3. Multi-Physics Simulation (z.B. Comsol)	1. Ausschöpfen der Reserven nach VDE 0276 2. Genaue Rechnung mit therm. Ersatzschaltbild 3. Genaueste Rechnung mit Multi-Physics-Simulation Dauerhafte Erhöhung nach Messung des Erdboden-Wärmewiderstands	25 – 60 %
Transformator	Beschleunigte Alterung des Öl-Papier-Isoliersystems, insbesondere am Heißpunkt	Thermisches Ersatzschaltbild nach IEC 60076 „Loading Guide“	Nutzung der zyklischen Auslastung nach IEC 60076-7, ergänzend mit Online-Berechnung des Heißpunktes, dabei gelten: Obere Öltemperatur < 105°C, Hotspot-Temperatur < 120°C	50 % (< 100 MVA) 30 % (> 100 MVA)
Freileitung	Mechanische Entfestigung und zu großer Durchhang der Leiterseile	Berechnung von Wärmegewinnen (Leiter, Strahlung) und Verlusten (Wind, Strahlung), DIN EN 50182	1. Witterungsgeführter Freileitungsbetrieb 2. Überwachung durch Sensoren	Witterungsabhängig bis 58 %
Schaltanlage	Entfestigung insbesondere der Konstruktions- und Isolier-Werkstoffe aus Kunststoff	Thermisches Ersatzschaltbild, keine bekannten Normen für zyklische Belastbarkeit	1. Dauerhafte Erhöhung durch verbesserte Kühlung in Absprache mit dem Hersteller 2. Online-Überwachung durch Sensoren	15 %

¹ Die prozentuale Erhöhung der Strombelastbarkeit stellt eine qualitative Schätzung dar und verlangt Berechnungen für den konkreten Fall.

Tabelle 9: Übersicht der Maßnahmen zur Erhöhung der dynamischen Strombelastbarkeit

Offene Fragen und Bedarf an Forschung und Standardisierung

Im vorliegenden Bericht werden einige Möglichkeiten aufgezeigt, wie Betriebsmittel in einem erweiterten Nutzungsbereich betrieben werden können. Es zeigt sich jedoch, dass für einen flächendeckenden Einsatz von Maßnahmen zur Höherauslastung noch weitere Fragen zu beantworten sind. Insbesondere das Zusammenspiel aus technischer Regelsetzung, den tatsächlichen physikalischen Möglichkeiten und rechtlicher Restriktionen aus Haftungsrisiken wäre fachbereichsübergreifend zu bearbeiten. Eine übermäßig sicherheitsorientierte Herangehensweise von Herstellern und Betreibern bei diesen Fragen kann Innovationen hemmen. Ähnlich verhält es sich bei Festlegungen im Bereich der ursprünglich für die Genehmigungsverfahren festgeschriebener Werte, z.B. für elektrische und magnetische Felder, die oft eine höhere Auslastung der Betriebsmittel verhindern.

Die Bearbeitung dieser Fragestellung könnte in einem Folgeprojekt auf Basis der in diesem Bericht aufgeworfenen Fragen bearbeitet werden.

Während Normen und Standards die zyklische Belastbarkeit von z.B. Transformatoren eindeutig abbilden, fehlen für Schaltanlagen die Grenzwerte für die zyklische und Notfall-Belastbarkeit. Die Autoren der vorliegenden Broschüre würden einen „Loading Guide“ für Schaltanlagen begrüßen. Dabei müssten Trenner, Wandler, Leistungsschalter, Verbinder, Armaturen und Sammelschienen berücksichtigt werden. Begrenzende Faktoren wären die thermische Auslegung und die wirkenden Kräfte, insbesondere beim Kurzschluss.

Eine notwendige Weiterentwicklung wäre die Erstellung eines „Loading Guides“ für die gesamte Stromübertragungskette, einschließlich Freileitungen, Kabeln, Transformatoren und Schaltanlagen. In einem einzigen Dokument könnte ein einheitliches Verständnis für zyklische Belastbarkeit und Überlastfähigkeit entwickelt werden, wobei jede einzelne Komponente berücksichtigt wird. Dadurch könnten dem Betreiber standardisierte und anerkannte Regeln der Technik für eine erhöhte Auslastung zur Verfügung gestellt werden, welche gleichermaßen technische Fragen beantworten und Rechtssicherheit bieten.

Schließlich müssen die Schnittstellen zur Schutz- und Leittechnik bei dynamisch höherer Belastbarkeit definiert werden.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“, Zugriff am 08.01.2024 auf www.umweltbundesamt.de
- [2] dena-Factsheet „Das Stromnetz im Aus- und Umbau“, dena-Verteilnetzstudie, Zugriff am 20.01.2023 auf www.dena.de
- [3] Überblickspapier Osterpaket, BMWK, 06.04.2022, online verfügbar am 02.06.2022 auf www.bmwk.de
- [4] VDE/ETG Studie „Perspektiven der elektrischen Energieübertragung in Deutschland“, VDE 2019, online verfügbar am 02.06.2022 auf www.vde.com
- [5] ETG TF „Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen“
- [6] VDE/FNN Studie „Analyse und Bewertung der Anforderungen an das Leistungsvermögen der Betriebsmittel im Falle von temporären Netzzuständen mit Spannungen oberhalb von U_m “, VDE 2019, online verfügbar am 27.06.2023 auf shop.vde.com
- [7] Projekt „Innosys2030 – Innovationen in der Betriebsführung bis 2030“, online verfügbar am 05.04.2022 auf www.innosys2030.de
- [8] „Deutsches Grenzwertkonzept der ÜNB“, Stand Nov. 2021, online verfügbar am 05.04.2022 auf www.netztransparenz.de
- [9] „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“, Stand Juli 2020, online verfügbar am 05.04.2022 auf www.50hertz.com
- [10] S. Kornhuber: Optimierung der Belastung von Hochspannungsfreileitungen mit Hilfe eines Online-Temperaturmonitoringsystems. Graz, Technische Universität Graz, Dissertation, 2007
- [11] J. Lapworth et al. “Transformer thermal modelling”, WG A2.38, CIGRE TB 659, Paris 2016
- [12] C. Balzer “Calculation of ampacity ratings of power cable systems by the use of thermal quadrupoles under consideration of soil properties”, Dissertation, TU Darmstadt, 2020, am 14.03.2023 online verfügbar auf tu-darmstadt.de
- [13] P. Cole et al. „Condition assessment of power transformers“, CIGRE TB 761, 2019
- [14] A. Küchler, F. Hüllmandel, K. Böhm, N. Koch, C. Krause, C. Neumann, K. Loppach, J.-J. Alff „Condition Assessment of Aged Transformer Bushing Insulations“; CIGRE Session 2006, Paper A-102, Paris, 2006
- [15] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, T. J. Painter: “Aging of oil-impregnated paper in power transformers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Jan. 2004 Volume: 19, Issue 1, p. 230- 239
- [16] V. W. Montsinger, “Loading transformers by temperature,” *Transactions of AIEE*, pp. 776-792, 1930
- [17] L.E. Lundgaard et al, „Ageing of Liquid Impregnated Cellulose for Power Transformers“, CIGRE Technical Brochure 738, Working Group D1.53, Paris 2018
- [18] M. Koch, S. Tenbohlen “Evolution of bubbles in oil–paper insulation influenced by material quality and ageing”, *IET Electric Power Applications*, Vol. 5, 2011
- [19] T. V. Oommen and S. R. Lindgren: “Bubble Evolution from Transformer Overload” *Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, IEEE/PES 2001*
- [20] R. Steven et al.: “The thermal behaviour of overhead conductors Section 1 and 2: Mathematical model for evaluation of conductor temperature in the steady state and the application thereof“; CIGRE WG 22.12; CIGRE ELECTRA No. 144 October 1992
- [21] VDE FNN Hinweis: „Hinweise zur Umsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs“, Version 1.0. August 2021. Online verfügbar am 11.03.2024 auf VDE.FNN
- [22] G. Wessolek, S. Trinks, B. Kluge, B. Mekiffer, A. Peters, K. Bohne und M. Köhler, Sachbericht ProFIT: „Bewertungsinstrument für die Übertragungsfähigkeit von Kabeltrassen“, Anhang II, Arbeitspaket Standortaufnahme S. 19, TU Berlin, Berichtszeitraum Januar 2009 bis Juni 2010
- [23] F. Pinoncely „Untersuchung zur Strombelastbarkeit 4-adriger Niederspannungskabel“, Masterarbeit, Stromnetz Berlin GmbH und Berliner Hochschule für Technik, 31.08.2022
- [24] M. Zapf et al.: “Lifetime Assessment of PILC Cables”, *MDPI Energies Journal*, Volume 14, Issue 2, 2021, am 11.07.2024 online verfügbar auf mdpi.com
- [25] E. Vinaricky (Hrsg.) „Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendungen“, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1960, 2002, 2016
- [26] R. Bergmann, H. Lobi, H. Bohme, S. Grossmann: “Model To Assess The Reliability Of Electrical Joints” *Proceedings of the Forty-Second IEEE Holm Conference on Joint with the 18th International Conference on Electrical Contacts*, pp. 180 - 188, Seattle, USA, 1996
- [27] Technischer Katalog „ABB ZX 2 Gasisolierte Mittelspannungsschaltanlagen“, online verfügbar auf abb.com
- [28] S. Tenbohlen et al. “Transformer reliability survey”, CIGRE Technical Brochure 642, Working Group A 2.37, Paris 2015

- [29] S. C. Balzer G., „Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser“, Berlin, Heidelberg, Deutschland: Springer Berlin Heidelberg, 2014
- [30] C57.100-2011, IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers
- [31] U. Kaltenborn; X.Dong: “Dynamic Thermal Simulation of Gas Insulated Switchgear”; CIGRE 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt 2011, online verfügbar am 09.04.2024 auf cired.net
- [32] DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7) „Leistungstransformatoren Teil 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren“
- [33] F. Scatiggio, G. Campi, E. Wang, R. Szweczyk “Supporting development of transformers with natural esters by comprehensive evaluation of insulation systems” Proceedings of Cigre Session 2022, paper A2 #10772, Paris 2022
- [34] K. J. Rapp, C. P. McShane, J. Luksich „Interaction mechanisms of natural ester dielectric fluid and Kraft paper”, IEEE International Conference on Dielectric Liquids, ICDL 2005
- [35] DIN EN 60422 VDE 0370-2:2013-11 “Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln - Leitlinie zur Überwachung und Wartung“
- [36] DIN EN 60599 (VDE 0370-7):2016-10 „In Betrieb befindliche, mit Mineralöl befüllte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase“
- [37] M. Duval et al. „Advances in DGA Interpretation & DGA Monitoring Systems”, CIGRE TB 771, Paris 2019
- [38] V. Sokolov et al. „Moisture Equilibrium and Moisture Migration Within Transformer Insulation Systems”, CIGRE TB 349, Paris 2008
- [39] F. Ortiz et al. “Estimating the Age of Power Transformers Using the Concentration of Furans in Dielectric Oil”, Physics, Renewable and Power Quality Journal, 2016
- [40] I. Atanasova-Höhlein et al. „Moisture Measurement and Assessment In Transformer Insulation – Evaluation Of Chemical Methods And Moisture Capacitive Sensors“ CIGRE TB 741, Paris 2018
- [41] K. Viereck, „Der Intelligente Transformator und die Chancen neuer vibroakustischer Diagnoseverfahren“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, Stuttgart, 2018
- [42] C. Plath, M. Pütter: „Dynamische Analyse und Prüfung von Laststufenschaltern mit dynamischer Widerstandsmessung“, Omicron Fachtagung Diagnoseprüfungen und Monitoring von Leistungstransformatoren, Feldkirch, 2017, online verfügbar am 22.02.2024 auf www.omicronenergy.com/
- [43] S. Gubanski et al. “Dielectric Response Diagnoses for Transformer Windings” CIGRE TB 414, Paris 2010
- [44] “Commercial scale evaluation of real-time line monitoring”, on-line verfügbar am 20.02.2023 auf www.modempowersystems.com/
- [45] B. Godard “A vibration-sag-tension-based icing monitoring of overhead lines”, IWAI 2019 - Reykjavik, online verfügbar auf www.ampacimon.com
- [46] R. Stephen et al. “Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems”, CIGRE Technical Brochure 498, Paris 2012
- [47] R. Kleveborn et al. “Joints on Transmission Line Conductors: Field Testing and Replacement Criteria”, CIGRE Technical Brochure 216, Paris 2002
- [48] S. Großmann et al. “Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen und Schaltanlagen – Möglichkeiten und Risiken”, EnInnov 2010, Graz
- [49] U. Leprich et al. „Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien“, Studie im Auftrag des BfUNR, 2011, am 2023-03-14 online verfügbar auf erneuerbare-energien.de
- [50] R.-D. Rogler „Wärmeleitfähigkeit verschiedener Bettungsmaterialien erdverlegter Stromtrassen und ihre Wirkung auf den Nennstrom“, online verfügbar am 27.11.2023 auf htw-dresden.de
- [51] F. De Wild et al. „Power cable rating examples for calculation tool verification“, CIGRE Technical Brochure 880, Paris 2022
- [52] D. Wald “Correlation between calculated transmission capacity and actual one”, CIGRE Main Session Paris, 2012
- [53] F. Winkler “Strombelastbarkeit von Starkstromkabeln in Erde bei Berücksichtigung der Bodenaustrocknung und eines Tageslastspieles”, etz Band 13, VDE-Verlag 1978
- [54] Forschungsprojekt “Implementation of Soil Physics Into the Ampacity Rating of Energy Cable Systems”, TU Darmstadt, online verfügbar am 27.11.2023 auf www.hkhlr.de
- [55] Wikipedia “Distributed Temperature Sensing”, online verfügbar am 16.03.2023 auf en.wikipedia.org
- [56] W. Koltunowicz, L.-R. Badicu, R. Hummel, U. Broniecki, D. Gebhardt „PD testing and monitoring of HV cable systems”, 9th International Conference on Insulated Power Cables, Jicable Versaille 2015
- [57] Elektrothermographie, online verfügbar am 27.06.2023, www.thermografie.de
- [58] Ergebnisbericht InnoSys2030, online verfübar am 22.02.2024, www.innosys2030.de

- [59] Malte Gerber, Marcel Sauter, Michael Beltle, Stefan Tenbohlen: "Investigation of the Influence Of Solar Radiation on the Thermal Modeling of Power Transformers"; International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Glasgow 2023
- [60] A. Babizki, M. Foata, R. Funk, J. P. Linossier „Praktischer Einsatz einer Methode zur Zustandsbewertung und dem Flottenmanagement von Leistungstransformatoren anhand eines Beispiels mit Betrachtung der relevanten Zielgruppen in einem Energieversorgungsunternehmen“; VDE Hochspannungstechnik 2018
- [61] U. Schichler, P. Ratheiser, B. Schober „Technische Eigenschaften und Umweltaspekte von Polypropylen-isolierten Mittel- und Hochspannungskabeln“, VDE ETG Fachtagung „Hochspannungstechnik“, Berlin 2022
- [62] A. Schmid „Netzbetreiber zögern bei neuer Leiterseiltechnik“, VDI Nachrichten, online verfügbar am 08.05.2023 auf www.vdi-nachrichten.com
- [63] M. Köpp „Strombelastbarkeit von VPE-isolierten Energiekabeln in Erde mit Kreuzung einer Fernwärmeleitung“ Masterarbeit, Stromnetz Berlin GmbH und HTW Berlin, 08.04.2019
- [64] Kinectrics “LineVue® Conductor Inspection Tool”, online verfügbar am 06.09.2023 auf www.kinectrics.com
- [65] S. Jaufer, M. Muhr, R. Schwarz „Alterung von Freileitungen“ in EI (S. 142-142). Verlag der Technischen Universität Graz, online verfügbar auf graz.elsevierpure.com
- [66] M. Brück von Oertzen „Freileitungs-Monitoring Haftungsfragen“, GIS-Anwendertagung 2010
- [67] S. Tenbohlen et al. “Transformer reliability survey”, Cigre Technical Brochure 642, Paris 2016
- [68] A. Bartsch, J.-H. vom Wege „Die Haftung des Netzbetreibers“ EnWZ 2014, S. 152
- [69] M. Heinrich, L. Henter, T. Matela „Chancen für Strom- und Rohrleitungsbetreiber: Raumbezogene Anzeigen für die Optimierung von Energietrassen“; ew – Magazin für die Energiewirtschaft 10/2023 S. 28 ff
- [70] T. Schneider „Recht der Energiewirtschaft“ C.H.Beck Verlag 2021
- [71] F.J. Säcker „Berliner Kommentar zum Energierecht“, Deutscher Fachverlag, 2018
- [72] Bourwieg, Hellermann, Hermes „EnWG – Kommentar zum Energiewirtschaftsgesetz“ C.H.BECK 2023

9 Anhang

9.1 Glossar

Alterungsverhalten

Das Alterungsverhalten von Betriebsmitteln im elektrischen Netz beschreibt die Veränderung von Eigenschaften im Laufe der Zeit. Alterung wird durch Zustandsbewertung und Diagnostik erfasst. Effektive Strategien zur Instandhaltung und Erneuerung verlängern die Lebensdauer und minimieren alterungsbedingte Ausfälle.

Ausfallwahrscheinlichkeit

Die Ausfallwahrscheinlichkeit von Betriebsmitteln des elektrischen Netzes beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ein bestimmtes Betriebsmittel (z.B. Transformatoren, Schalter, Leitungen usw.) in einer bestimmten Zeitspanne ausfällt. Zum Beispiel liegt die Ausfallrate von Netzkuppel-Transformatoren bei 0,5 % pro Jahr, [67]. Die Ausfallwahrscheinlichkeit variiert aufgrund verschiedener Faktoren, darunter die Qualität des Herstellungsprozesses, die Betriebsbedingungen, das Alter des Betriebsmittels und Wartungspraktiken. Statistische Analysen bestätigen oft das bekannte Muster der „Badewannenkurve“, die den Zusammenhang zwischen Alterung und Ausfallwahrscheinlichkeit darstellt.

Bemessungsstrom

Der Bemessungsstrom ist der vom Hersteller eines elektrischen Betriebsmittels für eine vorgegebene Betriebsbedingung (u.a. Umgebungstemperatur) festgelegte Dauerstrom.

Instandhaltung, -maßnahmen

Die Instandhaltung ist die Gesamtheit der Maßnahmen zur Bewahrung des Soll-Zustandes sowie zur Festlegung und Beurteilung des Ist-Zustandes. Instandhaltungsmaßnahmen beziehen sich auf die vorbeugende und reaktive Pflege sowie Wartung, Reparatur bzw. Instandsetzung von Betriebsmitteln, um deren ordnungsgemäßen Betrieb sicherzustellen.

Kraftwerksredispatch

Der Begriff Redispatch bezeichnet die kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes auf Veranlassung der Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung von Netzengpässen.

Kurative Betriebsführung

Die kurative Betriebsführung beabsichtigt, die bestehende Netzinfrastruktur höher auszulasten und so erforderliche Maßnahmen zur Engpassbehebung (Redispatch) möglichst zu reduzieren. Gegenmaßnahmen sollen erst nach einer tatsächlich eingetretenen Netzstörung aktiviert und die thermischen Reserven der Betriebsmittel zwischenzeitlich genutzt werden. Die konkrete Umsetzung jedoch stellt einen Paradigmenwechsel in der Systemführung dar und ist aufgrund ihrer Komplexität und Vielschichtigkeit mit zahlreichen praktischen und technologischen Herausforderungen verbunden, [7].

Lastprofil

Das Lastprofil entscheidet über die Strombelastbarkeit der Betriebsmittel, da die Stromwärme den größten Einfluss auf die Temperaturerhöhung hat. Daneben wirken sich Umgebungstemperatur, Grenztemperatur, Wärmewiderstände und Wärmekapazitäten aus. Abbildung 37 stellt deshalb einige typische Lastprofile vor, angelehnt an einschlägige Normen, z.B. DIN VDE 0276-1000.

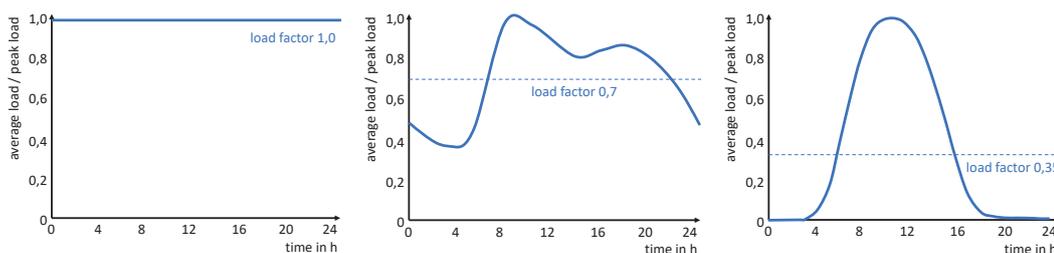


Abbildung 37: Dauerlast (links) und die normal-zyklischen Betriebsarten EVU-Last und PV-Einspeisung mit Angabe des Belastungsgrads

Lastprofil mit Dauerlast

eine Strombelastung in dieser Höhe ist an beliebig vielen Tagen nacheinander möglich. Dieses Lastprofil besitzen z.B. konventionelle Erzeuger wie Kohlekraftwerke.

Lastprofil mit normal-zyklischer Last

Dieses Lastprofil wiederholt sich zyklisch, typischerweise in 24 h. Eine höherer Laststrom als der Nennstrom kann übertragen werden, aber innerhalb eines Zyklus muss die Zeit höherer Belastung durch einen niedrigeren Belastung ausgeglichen werden. Damit bleibt die relative Alterungsrate gleich. Ein normal-zyklisches Lastprofil besitzen die meisten Verbraucher elektrischer Energie, z.B. in Ortsnetzen.

Lastprofil mit normal-zyklischer Last als EVU-Profil

Ein typisches Beispiel normal-zyklischer Last stellt die s.g. EVU-Last dar. Hierbei kann ein Belastungsgrad definiert werden, welcher sich aus dem Quotienten des Mittelwerts der Lastkurve zur Höchstlast ergibt, (DIN VDE 0276-1000). Im Netz von Energieversorgungsunternehmen wird der Belastungsgrad häufig mit 0,7 angenommen.

Lastprofil mit normal-zyklischer Last mit PV-Einspeiseprofil

Erneuerbare Erzeuger sind durch einen ausgeprägten Wechsel von Zeiten hoher Last und Zeiten ohne Last geprägt. Am deutlichsten wird dies beim Einspeiseprofil eines PV-Parks, wo der Belastungsgrad nur 0,35 beträgt.

Lastprofil mit als längerdauernder Störbetrieb

Durch Ausfall anderer Netzbetriebsmittel wird das betrachtete Betriebsmittel höher mit Strom belastet, was zu einem dauerhaft höheren Temperaturniveau führt. Die zeitliche Länge dieser Betriebsart ist dabei von der Störungsart abhängig, z. B. fünf Tage vom Eintritt einer Störung bis zur Reparatur.

Lastprofil als kurzzeitiger Störbetrieb

Durch ungeplante, seltene Störungen im Netz tritt plötzlich eine sehr hohe Strombelastung auf, welche von kurzer Dauer ist, z.B. unter 30 min, vgl. Abbildung 3.

NOVA-Prinzip

NOVA steht für Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau. Laut diesem von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzplanung anzuwendenden Prinzip hat Netzoptimierung Vorrang vor Netzverstärkung und hat Netzverstärkung Vorrang vor Netzausbau.

NOXVA-Prinzip

Das NOXVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Flexibilität vor Verstärkung vor Ausbau) hebt die Potenziale aus der Digitalisierung des Netzbetriebs und den innovativen Betriebsmitteln. Abschließend werden erforderliche Investitionen für Netzausbau, Netzverdichtung und Netzurückbau abgeleitet.

Zeitkonstante

Die Zeitkonstante beschreibt bei einem linearen dynamischen System die Zeit, welche entlang einer natürlichen Exponentialfunktion vergeht, bis 63 % des Endwertes erreicht sind. Nach etwa 5 Zeitkonstanten kann der Endwert als erreicht betrachtet werden. Die Zeitkonstante für die Erwärmung großer energietechnischer Betriebsmittel unterscheidet sich sehr stark, aufgrund unterschiedlicher thermischer Kapazitäten und Wärmewiderstände. Die Zeitkonstante liegt zwischen mehreren Minuten für Freileitungen, wenigen Stunden für Schaltanlagen, mehreren Stunden für die Öltemperatur von Transformatoren und mehreren Tagen bis Wochen für erdverlegte Kabel.

9.2 Empfohlene Grenzwerte für die Ölanalyse zur Bewertung von Alterung

Analyseergebnis	Aussage über Alterung	Grenzwert, angelehnt an [35], [36]*	Empfohlene Häufigkeit	Online Monitoring
Dielektrisch-chemische Analyse				
Farbzahl	Ölalterung	< 4	1-4 a	Nein
Säure- / Neutralisationszahl	Öl- und Papieralterung	< 0,15 mg/g		Nein
Verlustfaktor Tangens Delta	Öl- und Papieralterung	< 0,2	1-4 a	Nein
Grenzflächenspannung	Öl- und Papieralterung	> 22 mN/m	1-4 a	Nein
Wassersättigung	Papieralterung	< 6 %	1-4 a	Ja
Inhibitorgehalt bei inhibierten Ölen	Ölalterung	> 40 % des Ausgangswerts	4 a	Nein
Analyse gelöster Gase DGA				
Methan / Ethan	Hohe Temperaturen, schlechte Kühlung	< 30 / < 20 ppm	0,5-4 a	Ja
Ethylen	Heißstellen	< 90 ppm	0,5-4 a	Ja
Ethin (Acetylen)	Heißstellen > 700°C	< 13 ppm **	0,5-4 a	Ja
Kohlendioxid	Papieralterung	< 8000 ppm	0,5-4 a	Ja
Kohlenmonoxid	Papieralterung	< 600 ppm	0,5-4 a	Ja
Alterungsmarker				
Furane (2FAL)	Heißstellen und Öl-Papier Alterung	< 1 ppm	1-4 a	Nein
Alkohole (Methanol)	Heißstellen und Öl-Papier Alterung	< 1,5 ppm	1-4 a	Nein

* Für die gelösten Gase empfehlen wir die Verwendung von 90 %-Grenzwerten, die mit der eigenen Transformatorenflotte errechnet wurden.

** Der Grenzwert für Ethin hängt davon ab, ob die Verbindung zum Gefäß des Lastumschalters gasdicht ausgeführt wurde oder nicht. Der hier angeführte Grenzwert gilt für Transformatoren mit nicht gasdichtem Gefäß.

Tabelle 10: Messergebnisse der Ölanalyse und empfohlene Grenzwerte zur Bewertung von Überlast und Alterung von ölgefüllten Betriebsmitteln

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft (ETG)

Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com

VDE