Fraunhofer IPT

Whitepaper

Transformatoren am Limit – Status quo und Potenziale der Digitalisierung

Inhalt

Inhalt 3

Management Summary 4

Warum Transformatoren digitalisiert werden sollen 5

Studiendesign 6

Status quo des (digitalen) Transformators 7

Potenziale der Digitalisierung 10

Hohes Potenzial – aber ohne Blaupause 12

Autoren 13

Management Summary

Transformatoren stellen einen kritischen Bestandteil der deutschen Energieinfrastruktur dar und sind ein struktureller Engpass der Energiewende. Steigende Anforderungen an Flexibilität und Stabilität des Netzes wirken sich auch auf Transformatoren aus. Netzbetreiber sehen sich mit einem alternden Anlagenbestand bei gleichzeitig langen Lieferzeiten und steigenden Anschaffungskosten von Neuprodukten konfrontiert.

Während die Transformatoren in unserem Stromnetz altern, zieht die Digitalisierung der Energieinfrastruktur weite Kreise durch Politik und Investitionspläne. Doch inwieweit gilt dies auch für den Betrieb von Transformatoren? Vor welchen Herausforderungen stehen Netzbetreiber und welche technologischen Entwicklungspfade sollen eingeschlagen werden?

Das Fraunhofer IPT hat in einer breit angelegten Studie den Status quo der Transformator-Zustandsüberwachung, der aktuellen Digitalisierungspraxis sowie künftiger Entwicklungspotenziale untersucht. Grundlage der Studie sind eine standardisierte Fragebogenerhebung mit Rückmeldungen von insgesamt 56 deutschen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern sowie 14 vertiefende Interviews mit Expertinnen und Experten.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Reifegrad digitaler Zustandsüberwachung in der Breite der Unternehmen bislang gering ist. Digitale Lösungen werden überwiegend punktuell eingesetzt und zahlreiche Barrieren erschweren die Transformation. 75 Prozent der Teilnehmenden sehen große Herausforderungen durch den Mangel an Ressourcen, 54 Prozent stehen vor großen Schwierigkeiten bei der Datenintegration und -interoperabilität. Gleichzeitig erkennen 73 Prozent der Befragten ein hohes bis sehr hohes Mehrwertpotenzial durch den Einsatz digitaler Technologien.

Besonders hohen Mehrwert erwarten die Betreiber von zustandsbasierten Reparaturmaßnahmen, die rechtzeitig vor größeren Schäden oder Ausfällen eingeleitet werden. Ebenfalls sehen sie großes Potenzial darin, die Nutzungsdauer von Transformatoren zu verlängern, indem Ersatzinvestitionen weniger altersabhängig und stärker zustandsorientiert erfolgen. 68 Prozent der Befragten erwarten hier einen hohen oder sehr hohen Nutzen. Vergleichsweise geringere Erwartungen zeigen die Befragten bei der Digitalisierung von Routineuntersuchungen: 54 Prozent gehen hier von einem sehr geringen bis mittleren Nutzen aus.

Für die datenbasierte Laststeuerung erwarten 73 Prozent ein hohes oder sehr hohes Potenzial, allerdings fehlt bislang Klarheit darüber, wie sich dieses sinnvoll erschließen lässt. Die Ergebnisse der Studie zeichnen ein klares Bild des Status quo der Digitalisierung von Transformatoren im deutschen Energienetz. Gleichzeitig bietet das Whitepaper einen strukturierten Überblick über zentrale Mehrwertpotenziale und dient damit als fundierte Grundlage für strategische Entscheidungen und künftige Entwicklungspfade. Gleichzeitig wird deutlich, dass die größten Hürden derzeit vor allem auf Unternehmensebene liegen. Entsprechend kommt Forschungs- und Pilotprojekten eine wichtige Rolle zu, um das Potenzial schrittweise in die Praxis zu überführen.

Warum Transformatoren digitalisiert werden sollen

Die europäische Energieinfrastruktur steht vor einem tiefgreifenden Wandel[1]: Die energie- und klimapolitischen Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen erfordern einen fundamentalen Ausbau erneuerbarer Energiequellen und eine sektorübergreifende Elektrifizierung von Mobilität über Gebäude bis in Produktonsprozesse[2]. Neue Verbraucher, dezentrale Einspeisung und volatile Lastflüsse verändern die Anforderungen an die Netzstabilität, -flexibilität und -transparenz grundlegend[3]. Infrastruktur muss deshalb effizienter genutzt, besser überwacht und intelligenter betrieben werden[4].

Transformatoren bilden das Rückgrat der Stromversorgung - und stoßen an Grenzen

Die Energieinfrastruktur transportiert elektrische Energie aus Erzeugungsquellen wie Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und konventionellen Kraftwerken über ein weit verzweigtes Netz in die Industrie- und Hausanschlüsse. Auf dem Weg dorthin muss der Strom jedoch unterschiedlichen Anforderungen angepasst werden: Hochspannungsebenen übertragen elektrische Energie verlustarm über große Distanzen, während Niederspannungsstrom anwendernah verteilt wird. Zwischen diesen Spannungsebenen kommen Transformatoren zum Einsatz, die die Anpassung der elektrischen Spannung sicherstellen. Sie sind damit eine zentrale Voraussetzung für die Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit – und gleichzeitig ein mögliches »Nadelöhr« der Energiewende[5].

So sehen sich Betreiber der Transformatoren mit einer Vielzahl struktureller Herausforderungen konfrontiert: Ein Großteil des ohnehin unzureichenden Bestands an Transformatoren ist veraltet, während neue Geräte mit hohen Anschaffungskosten und langen Lieferzeiten verbunden sind[6].

Digitalisierung: eine Voraussetzung für Transparenz und resiliente Betriebsführung

Vor diesem Hintergrund rückt die Digitalisierung von Transformatoren in den Fokus[7]: So versprechen beispielsweise Sensoren eine einfachere Erhebung von Nutzungs- und Betriebsdaten oder eine verbesserte Alterungsüberwachung. In vielen Fällen ist heute jedoch unklar, wie weit die Digitalisierung tatsächlich fortgeschritten ist. Offen bleibt auch, wie hoch der konkrete Bedarf tatsächlich ist und an welcher Stelle Mehrwert entsteht. Netzbetreiber stehen also vor der Herausforderung, langfristige strategische Entscheidungen unter intransparenten, volatilen Rahmenbedingungen treffen zu müssen.

Dieses Whitepaper bietet einen Überblick über den Stand der Digitalisierung und der Zustandsüberwachung von Transformatoren und geht auf die damit verbundenen Herausforderungen der Datensammlung und -bewertung für deutsche Netzbetreiber ein. Anschließend werden potenzielle technologische Entwicklungspfade zur digitalen Wartung und Überwachung, zur zustandsbasierten Lebenszyklusverlängerung und zur datenbasierten Laststeuerung aufgezeigt.

1) Bundesnetzagentur (2025): Monitoring-Bericht 2024
2) Deutscher Bundestag (2025): Klimaschutzbericht 2025
3) BDEW (2024): Für ein zukunftsfähiges Stromnetz
4) BMWK (2023): Roadmap Systemstabilität
5) Andreas Schierenbeck in ntv (2025): Transformatoren als Nadelöhr
6) Ørsted (2025): Trafos, der versteckte Flaschenhals
7) Empore Europe (2023) : Smarte Schaltstationen bringen Licht ins Verteilnetz
8) Empore Europe (2023): Smarte Schaltstationen bringen Licht ins Verteilnetz
9) Statista (2024): Anzahl der Stromnetzbetreiber in Deutschland bis 2023

Studiendesign

Die Erkenntnisse des Whitepapers stammen aus einer 2025 durchgeführten Studie des Fraunhofer IPT zur Digitalisierung von Transformatoren. Anhand eines Onlinefragebogens sowie vertiefender Experteninterviews wurden Betreiber des deutschen Übertragungs- und Verteilnetzes aller Größen und Bundesländer befragt.

Der Onlinefragebogen umfasste 16 inhaltliche Fragen, die jeweils entlang fünfstufiger Likert-Skalen zur Erfassung von Zustimmung oder Ablehnung verschiedener Aussagen beantwortet wurden. Die insgesamt 56 verwertbaren Rückläufer stammen überwiegend von Transformatorbetreibern des Mittelspannungsbereichs, umfassen jedoch auch Betreiber des Nieder-, Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Geographisch zeigte sich eine überproportionale Repräsentation des süd- und westdeutschen Raums. Rund 80 Prozent der Teilnehmenden betrieben zum Zeitpunkt der Befragung 100 000 Netzanschlüsse oder weniger.

In insgesamt 14 semi-strukturierten Interviews wurden außerdem Expertinnen und Experten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern befragt. Die Interviews dienten zur qualitativen Vertiefung der im Fragebogen identifizierten Themenfelder. Befragt wurden Personen in Funktionen mit direktem operativem Bezug zur Zustandsüberwachung und zum Betrieb von Transformatoren.

Erläuterung zur Studienkonzeption

Der deutsche Energiemarkt ist entlang der Wertschöpfungskette und der Spannungs-Netzebenen strukturiert. Diese Studie fokussiert zwei Akteursgruppen im Netzbetrieb, da sie die Anforderungen an Transformatoren maßgeblich bestimmen:

Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operators, TSO) verantworten den Betrieb des Hoch- und Höchstspannungsnetz und gewährleisten einen überregionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch.

Verteilnetzbetreiber (Distribution System Operators, DSO) betreiben die Nieder- und Mittelspannungsnetze und sichern die regionale Verteilung elektrischer Energie bis hin zum Endverbraucher.

Transformatoren sind für beide Akteursgruppen zentrale Betriebsmittel, allerdings unterscheiden sich deren Auslegung und Einsatz aufgrund unterschiedlicher technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen deutlich.

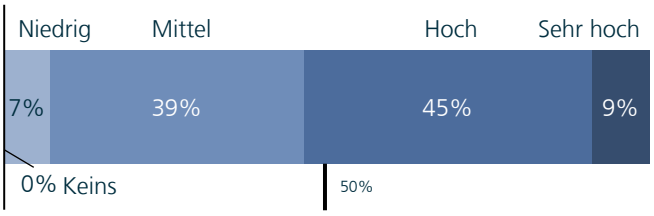
Status quo des (digitalen) Transformators

Die Überwachung von Transformatoren ist heute überwiegend durch etablierte, überwiegend manuelle Prozesse geprägt. Obwohl sie für die Netzstabilität und Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung sind, erfolgt die Zustandsbewertung nur selten auf einer fundierten Datengrundlage und weist insgesamt einen geringen Digitalisierungsgrad auf.

Transformatorüberwachung als manuelle, intervallgesteuerte Betriebsroutine

Kontrolle und Überwachung der Transformatoren erfolgen im Regelfall bei Übertragungsnetzbetreibern (TSO) und Verteilnetzbetreibern (DSO) durch Vor-Ort-Besuche in festgelegten Zeitintervallen. Das Aufgabenspektrum umfasst Sichtprüfungen, laborunterstütze Ölprüfungen und Funktionstests. Diese werden häufig nur durch rudimentäre Messtechniken wie Temperatursensoren unterstützt. Eine kontinuierliche oder fernbasierte Zustandsüberwachung ist bislang die Ausnahme und wird von den DSO unabhängig von deren Größe kaum genutzt. Entsprechend attestieren 84 Prozent der Befragten ihren bestehenden Prozessen zur Datensammlung und -analyse ein mittleres bis hohes Verbesserungspotenzial. Weniger als ein Zehntel sah kein oder niedriges Verbesserungspotenzial.

Verbesserungspotenzial gegenüber dem Status-quo der Datensammlung und -Auswertung



Daten- und Ressourcenhandling als Nutzungshürde für Überwachungssysteme

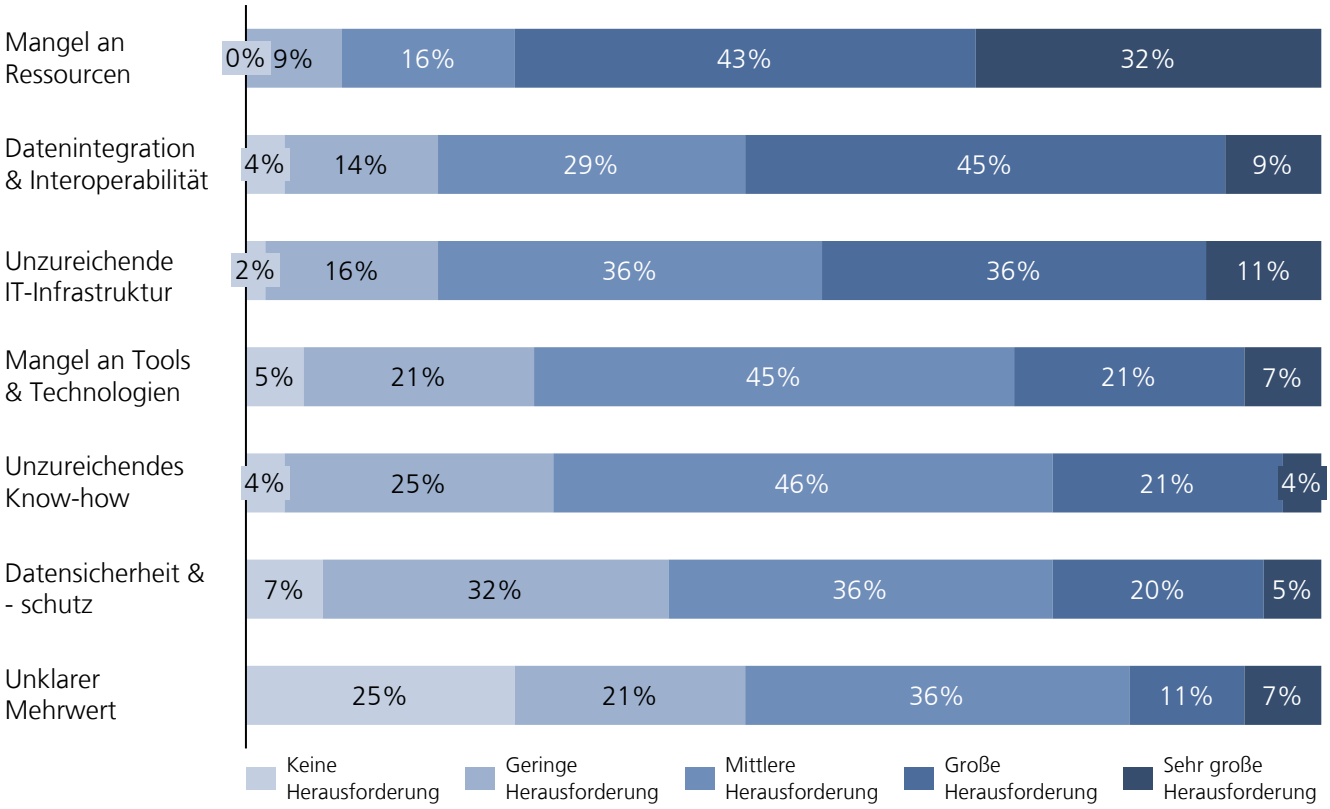
Als zentrale Hemmnisse für die Einrichtung, Nutzung und Wartung weiterführender Überwachungssysteme wurden von DSO vor allem der Mangel an qualifiziertem Personal sowie begrenzte finanzielle Ressourcen genannt. So beschäftigen 63 Prozent der befragten Unternehmen keine spezialisierten Experten für die systematische Erhebung und Auswertung von Zustands- und Betriebsdaten. Stattdessen werden Aufgaben häufig von Mitarbeitenden übernommen, die mehrere Rollen entlang des gesamten Asset-Lebenszyklus abdecken – von der Beschaffung über den Betrieb und die Steuerung bis hin zum Rückbau der Transformatoren.

Mangelnde Ressourcen sehen 32 Prozent der Befragten als eine sehr hohe Herausforderung für die Digitalisierung von Transformatoren. Überwachungssysteme erfordern zusätzlichen organisatorischen und personellen Aufwand für Schulung, Betrieb und Datenanalyse, vor allem aufgrund der großen Anzahl an Assets. Schätzungen zufolge verteilen sich über 600 000 Transformatoren im Verteilnetz auf weniger als 900 Betreiber[9].

TSO berichten hingegen von geringeren operativen Herausforderungen: Aufgrund umfangreicher Zulassungs- und Testverfahren treten Ausfälle selten auf, sodass der direkte Nutzen einer Echtzeitüberwachung häufig als begrenzt eingeschätzt wird. Stattdessen werden kostengünstige, wartungsarme Lösungen mit geringer Systemkomplexität bevorzugt.

Besonders die komplexen Systemschnittstellen und Bedenken hinsichtlich der Datenhoheit innerhalb der IT-Infrastruktur und erforderlichen Tools sehen die Betreiber als Hürden, die kaum im Rahmen verfügbarer IT-Fähigkeiten und Ressourcen zu bewältigen sind.

Herausforderungen der digitalen Datensammlung und -bewertung im Hinblick auf Transformatoren



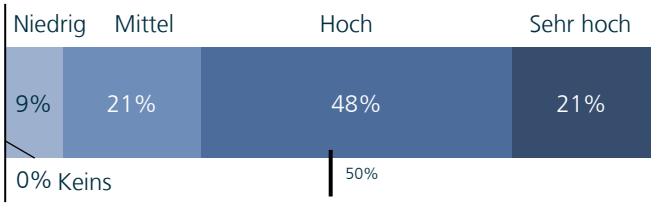
Die Digitalisierung steht noch am Anfang

Der Reifegrad für die Digitalisierung und datenbasierte Zustandsüberwachung von Transformatoren ist unternehmensübergreifend niedrig. Bestehende digitale Lösungen beschränken sich auf Basistechnologien zur Datensammlung und Kommunikation. Zwar benennen vor allem TSO Ideen und Initiativen zur erweiterten Datennutzung, doch auch diese münden bisher nur vereinzelt in eine praxisnahe Umsetzung. Es mangelt häufig an übergreifenden Datenstrategien, Visionen und konkreten Kompetenzzugewinnen, während der vergleichsweise geringere Aufwand für die Fortsetzung etablierter Systeme und Partnerschaften noch bevorzugt wird. Nichtstrategische Aufgaben, etwa das Auslesen von Smart-Meter-Daten, werden beispielsweise an Dienstleister ausgelagert, sodass der Aufbau unternehmensinterner Daten- und Analysekompetenzen nur begrenzt voranschreitet.

DSO konzentrieren ihre Digitalisierungsprojekte eher auf das Energienetz als Ganzes sowie zugehörige Prozesse, etwa im Kontext von Smart-Grid-Anwendungen oder der automatisierten Netzführung. Positiv wirkt sich immer häufiger der Einsatz standardisierter Sensorik aus, die zu übergreifenden Initiativen befähigt. Für die Digitalisierung von Transformatoren zeige sich jedoch selten ein klar vorteilhafter Business Case: Kurze Lebenszyklen von Sensoren im Vergleich zur Transformator-Lebensdauer, Unsicherheiten hinsichtlich notwendiger Funktionalitäten und unklare Resilienz- und Mehrwertversprechen führen dazu, dass kurzfristige Kosten und Aufwände die Initiierung von Projekten bremsen.

Gleichzeitig spiegelt sich in der Umfrage eine grundsätzliche Handlungsbereitschaft wider: 21 Prozent der Befragten attestieren ein sehr hohes Verbesserungspotenzial gegenüber dem Status quo der Digitalisierung von Transformatoren.

Verbesserungspotenzial der Digitalisierung
von Datensammlung und -Auswertung

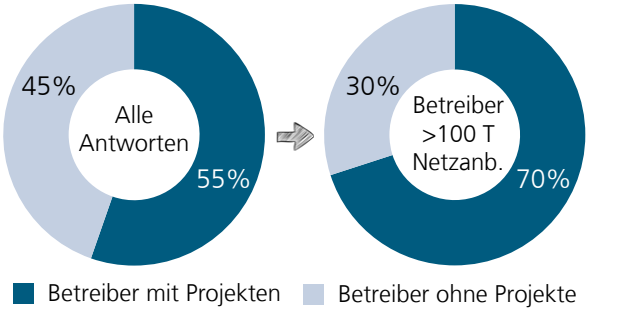


Forschungsinitiativen und Pilotprojekte als Treiber fortschrittlicher digitaler Lösungen

Wenn auch der Reifegrad noch niedrig ist, so treiben Forschungsinitiativen und Pilotprojekte die Entwicklung fortschrittlicher digitaler Lösungen doch weiter voran. Die Notwendigkeit einer langfristig zukunftsfähigen Netz- und Asset-Strategie fördert die Erprobung neuer Konzepte, auch wenn das aktuelle Wertversprechen oft noch als begrenzt wahrgenommen wird. 55 Prozent der Teilnehmenden geben an, an entsprechenden Projekten beteiligt zu sein. Besonders ausgeprägt ist diese Aktivität bei Netzbetreibern mit mehr als 100 000 Netzanschlüssen, von denen 70 Prozent laufende Digitalisierungs- oder Pilotprojekte bestätigen.

DSO nutzen vor allem Dienstleister und Pilotprojekte zum Aufbau von Best Practices, während betriebskritische Vorgänge unverändert bleiben, um strategisch zentrale Fähigkeiten und Zugänge im eigenen Unternehmen zu sichern.

Im Vergleich: Anzahl der Netzbetreiber mit **Projekten zur Digitalisierung der Zustandserfassung**



Potenziale der Digitalisierung

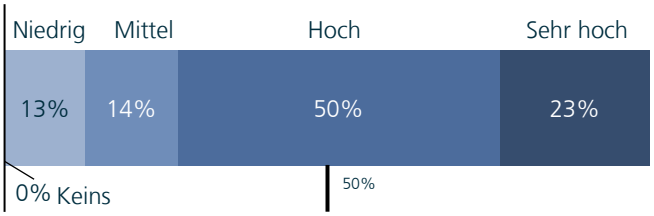
Unter den befragten Marktakteuren besteht ein breiter Konsens, dass die Digitalisierung der Datenerfassung und -analyse von Transformatoren einen signifikanten Mehrwert bieten kann. Mehr als 50 Prozent der Befragten attestieren ein hohes bis sehr hohes Potenzial. Zugleich variieren die Meinungen zu konkreten Anwendungsfällen und deren Wert nach Rolle, Unternehmen und Größe des Transformators erheblich. Die hauptsächlichen Innovationsfelder umfassen die digitale Wartung und Überwachung, zustandsbasierte Verlängerung der Nutzungsdauer sowie die datenbasierte Laststeuerung.

Digitale Wartung und Überwachung

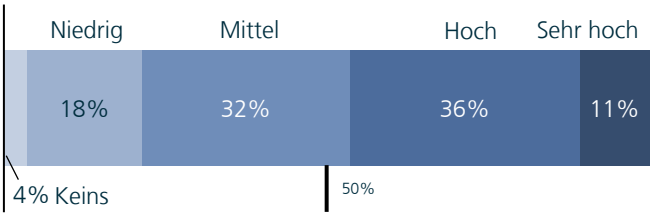
Dieser Anwendungsfall umfasst alle Aktivitäten, zur kontinuierlichen Bewertung und zum Erhalt der Funktionsfähigkeit von Transformatoren. Den größten Mehrwert verspricht die digitale Zustandsüberwachung: 73 Prozent der Befragten sehen ein hohes oder sehr hohes Potenzial in der Implementierung digitaler Technologien für die Transformator-Zustandsüberwachung.

Aktive Sensormessungen sind bereits heute bei Transformatoren mit Anomalien üblich, um Wartungsintervalle zu verlängern oder gezielt anzupassen. Prädiktive Ansätze gelten jedoch aufgrund begrenzter historischer Daten, unflexibler Personalplanung und obligatorischer Sichtprüfung vor Ort als riskant – vor allem, da Kosten für visuelle Inspektionen und Öltests relativ niedrig ausfallen und neue Transformatoren selten Korrektur- oder Präventivreparaturen verlangen. Der Mehrwert digitaler Technologien für geplante Standardinspektionen ist daher begrenzt. Mehr als die Hälfte der Befragten sehen hier kein hohes Potenzial.

Mehrwertpotenzial durch die Digitalisierung der **Zustandsüberwachung**



Mehrwertpotenzial durch die Digitalisierung von **Routineuntersuchungen**



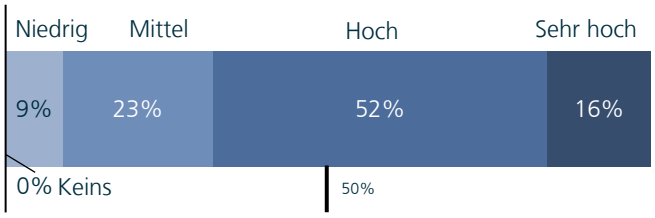
Verlängerte Nutzungsdauer

Die Erhebung und Bewertung sogenannter Transformer Health Indicators erlaubt eine differenzierte Einschätzung des aktuellen Zustands und die Prognose möglicher Schadensmechanismen. Unter anderem können Messgrößen zu Temperatur, Ölqualität oder Feuchte einbezogen werden, die durch Experten sowie historische Vergleichsdaten kontextualisiert werden. Dies befähigt den Übergang von unspezifischen, zeitabhängigen Ersatzplanungen hin zu einem bedarfsbezogenen, zustandsbasierten Austausch der Transformatoren – und damit zu einer längeren effektiven Nutzungsdauer. Knapp zwei Drittel der Befragten sehen hohes oder sehr hohes Potenzial darin, Transformatoren durch eine digitalisierte Zustandsüberwachung länger nutzen zu können.

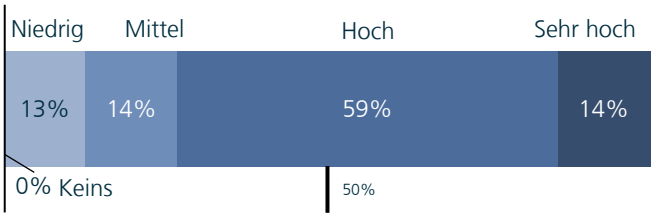
Gerade für große Transformatoren sind Instandhaltungsentscheidungen häufig komplex und mit umfangreichen Risiko- und Trade-Off-Bewertungen verbunden. Daher bietet die Digitalisierung an dieser Stelle die Chance, Entscheidungen systematisch zu unterstützen und die Qualität der Maßnahmen zu verbessern. Zudem lassen sich durch die kontinuierliche Datenerhebung historische Zustandsprofile aufbauen, die Schäden frühzeitig aufdecken oder sogar vorbeugend dazu beitragen die Lebensdauer zu verlängern.

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit neuer Transformatoren ist dies von zentraler Bedeutung. Entsprechend sehen knapp drei Viertel der Befragten ein hohes oder sehr hohes Mehrwertpotenzial, besonders durch die zeitliche Optimierung von Entscheidungs- und Reparaturprozessen.

Mehrwertpotenzial durch Maximierung der **Nutzungsdauer**



Mehrwertpotenzial durch rechtzeitige **Reparaturarbeiten**

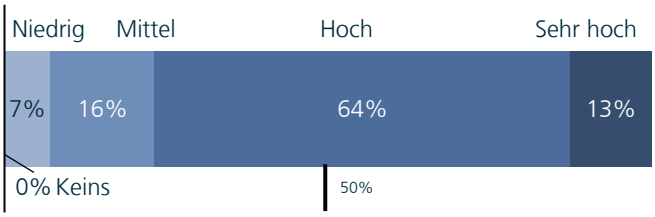


Datenbasierte Laststeuerung

Die datenbasierte Laststeuerung zielt auf eine optimierte Verteilung elektrischer Lasten auf Transformatoren und Netzabschnitte, um die Überlastung einzelner Einheiten zu vermeiden. Diese Aufgabe gewinnt unter wachsendem Anteil erneuerbarer Energien und bidirektionalen Netzen immer stärker an Bedeutung. Der Fokus der Befragten liegt auf zeitlich-begrenzten, kontrollierten Überlastphasen. Durch eine Optimierung der Transformator-Auslastung versprechen sich die Betreiber hier einen besonderen Mehrwert.

Für diesen datenbasierten Überlastbetrieb existieren jedoch noch kaum konkrete Lösungsansätze. Simulationen und Vorhersagemodelle sind noch Bestandteil von Forschungsprojekten und basieren auf statischen Daten. Die genaue Art der Ausführung und Schadensbegrenzung bei Überlast ist bislang noch nicht mit Sicherheit bestimmt.

Mehrwertpotenzial durch kontrollierten **Überlastbetrieb**



Hohes Potenzial – aber ohne Blaupause

Die Studie zeigt, dass viele Netzbetreiber ein erhebliches Verbesserungspotenzial in der Erfassung, Analyse und Nutzung von Transformatorzustandsdaten sehen – vor allem durch die zunehmende Digitalisierung. Der Reifegrad der Digitalisierung und Zustandsüberwachung von Transformatoren ist bisher jedoch gering, selbst bei großen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern. Vor diesem Hintergrund gewinnen Projekte zur Digitalisierung von Transformatoren an Bedeutung.

Als besonders vielversprechend erweist sich die zustandsbasierte Verlängerung der effektiven Nutzungsdauer von Transformaten, gestützt durch gezielte Reparaturen und eine bessere Instandhaltungsplanung. Demgegenüber bietet die datengestützte Optimierung der Auslastung ein attraktives, jedoch heute noch mit Unsicherheiten behaftetes Wertversprechen. Die Digitalisierung von Wartungsarbeiten und Prüfprozessen sowie die reine Zustandsüberwachung stufen die Teilnehmenden der Studie hingegen tendenziell als weniger wirksam oder vielversprechend ein.

Gleichzeitig ergab sich aus den Interviews, dass für keine der betrachteten Innovationsoptionen ein klarer Konsens zur Umsetzung besteht: Zwar deuten die Studienergebnisse auf Wertpotenziale hin, die vorgestellten Implementierungsansätze variieren jedoch erheblich. Entscheidend sind technologie- und betreiberspezifische Herausforderungen, etwa der Mangel an Ressourcen – vor allem an qualifiziertem Personal –, die Auswahl geeigneter und mehrwertstiftender Digitalisierungslösungen sowie deren anforderungsgerechte Integration in bestehende IT- und Systemlandschaften. Das Potenzial digitaler Transformatorenüberwachung und deren Ausgestaltung sind daher stets individuell entlang des jeweiligen Anlagen- und Leistungsportfolios zu bewerten.

Wie gestalten Sie Ihre Transformation?

Das Fraunhofer IPT unterstützt Netzbetreiber und Industriepartner bei der zielgerichteten Gestaltung und Umsetzung von Digitalisierungsstrategien im Energiemarkt. Mit seiner anwendungsnahen Forschung entwickelt das Institut neue Lösungen und optimiert bestehende Technologien mit direktem Fokus auf die betriebliche Umsetzung.

Im Bereich des strategischen Technologiemanagements begleitet das Fraunhofer IPT Unternehmen bei der Bewältigung technologischer und marktseitiger Veränderungen – von der Entwicklung belastbarer Strategien über die Gestaltung wirksamer Prozesse und Methoden bis hin zur Implementierung konkreter Lösungen. Zentrale Themen sind der Aufbau eines durchgängigen Technologiemanagements, die digitale Transformation, Kreislaufwirtschaft und Resilienz.

Autoren

Prof. i.R. Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Günther Schuh
Werkzeugmaschinenlabor WZL der RWTH Aachen
Lehrstuhl für Produktionssystematik

Bastian Thanhäuser, M.Sc. M.Sc.
Gruppenleiter, Technologiemanagement,
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie IPT

Marc Schauss, M.Sc. M.Sc.
Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Technologiemanagement,
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie IPT

Nicolas Will, M.Sc.
Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Technologiemanagement,
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie IPT

Philipp Schlemmer, M.Sc.
Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Technologiemanagement,
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie IPT

Kontakt

Dr. Tim Latz
Technologie Management
Telefon +49 241 8904-298
technologiemanagement@
ipt.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für
Produktionstechnologie IPT
Steinbachstraße 17
52074 Aachen
www.ipt.fraunhofer.de

DOI: 10.24406/publica-7556

© 2026