

# Beurteilung der Überlastbarkeit von Transformatoren mit online Monitoringsystemen

**S. Tenbohlen**

ALSTOM Schorch  
Transformatoren GmbH  
Mönchengladbach

**M. Schäfer**

Institut für Energieübertragung  
und Hochspannungstechnik  
Universität Stuttgart

## 1 Einführung

Mit der Öffnung der Strommärkte finden die Betreiber von Energieversorgungsnetzen neue Betriebsbedingungen vor. Durchleitungen und veränderte Lastzyklen können zu bisher nicht vorgesehenen Lastflüssen führen. Eine weitere einschneidende Veränderung bringt die Trennung der Bereiche Energieerzeugung und Energieübertragung mit sich. Durch die Bildung von getrennten Gesellschaften für die jeweiligen Bereiche ist jede Gesellschaft auf eine eigene Wertschöpfung angewiesen. Eine möglichst hohe Ausnutzung eines Netzes, und damit jedes Betriebsmittels, gewinnt aus Kostengründen an Bedeutung. Eine Gefährdung der Betriebsmittel soll jedoch aus Gründen der Versorgungssicherheit vermieden werden. Um eine hohe Ausnutzung zu erreichen, muß jedoch die bisherige Vorgehensweise beim Netzbetrieb und deren Ziele überdacht werden. Der Gedanke an eine langfristig gesicherte Versorgung wird zugunsten eines gewinnorientierten Netzbetriebes an Priorität verlieren.

Bei diesen Überlegungen kann die kontrollierte Überlastung von Betriebsmitteln, wie zum Beispiel von Transformatoren, einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber einem Netzausbau bringen. Ausgehend von fest definierten thermischen Grenzströmen lassen sich zwei grundsätzlich verschiedene Arten von Überlastungen unterscheiden [1]. Überlastungen, die mit einer höheren Leitertemperatur als dem Bemessungswert einhergehen, führen zu einer stark beschleunigten Alterung der Isolation und sollten deshalb nur in Notfällen, wie zum Beispiel zur Verhinderung eines Netzzusammenbruchs, zugelassen werden. Betriebszustände, bei denen zwar ein Strom oberhalb des thermischen Bemessungsstromes fließt, aufgrund günstiger äußerer Bedingungen jedoch keine höhere Leitererwärmung auftritt als die bei Nennbedingungen zugelassene Temperatur, können einem Transformator zugemutet werden, wenn die über den Bemessungswerten liegende Belastung durch eine entsprechend niedrigere, unter dem Bemessungswert liegende Belastungsphase kompensiert wird [2]. Um unzulässige Betriebszustände zu vermeiden, ist in beiden Fällen eine genaue Überwachung notwendig. Überwachungseinrichtungen, die diese Aufgabe übernehmen können, stehen mit modernen Monitoringsystemen zur Verfügung [3].



## 2 Thermisches Verhalten eines Transformators

Die zulässige Erwärmung eines Transformators wird vom Hersteller nach den Anforderungen des Betreibers berechnet. Im Rahmen von Erwärmungsprüfungen werden die berechneten Übertemperaturen des Kühllöls und der Wicklungen sowie die Leistungsfähigkeit der Kühlanlage überprüft. Ist der Transformator dann in eine Schaltanlage eingebunden, so treten die Umgebungsbedingungen, nach denen die thermische Auslegung erfolgt ist, nur noch selten auf. Bei günstigeren Umgebungsbedingungen als bei Bemessungsbedingungen ist die Kühlleistung der Kühlanlage größer als die für Nennbetrieb notwendige Kühlleistung. Der Transformator könnte also über den Nennbetriebspunkt hinaus belastet werden, ohne daß die Wicklungen unzulässig hohe Temperaturen aufweisen würden. Die Höhe der im aktuellen Betriebszustand möglichen Dauerbelastung und die Zeit über die ein Transformator mit fest vorgegebenen Lastfaktoren betrieben werden kann, soll mit einem Berechnungsverfahren bestimmt werden. Das Berechnungsverfahren soll in einem Monitoringsystem Verwendung finden.

Das thermische Verhalten des gesamten Transformators läßt sich vereinfacht mit Hilfe eines Einkörper-Ersatzschaltbildes darstellen. Die Verluste, die im Aktivteil in Form von Wärme anfallen, treten in einem solchen Ersatzschaltbild als Stromquellen auf. Beim Einkörper-Ersatzschaltbild sind alle Verluste in einer Stromquelle zusammengefaßt. Die anfallenden Verluste werden im stationären Zustand vollständig über die Kühlanlage an die Umgebung abgeführt. Treten jedoch zeitlich veränderliche Wärmeströme auf, so muß zusätzlich die Wärmekapazität des Transformators berücksichtigt werden. Bei zeitlich ansteigenden Wärmeströmen nimmt die Wärmekapazität einen Teil des Wärmestromes auf und bei zeitlich abfallenden Wärmeströmen wird die Wärmekapazität über den thermischen Widerstand der Kühlanlage entladen.

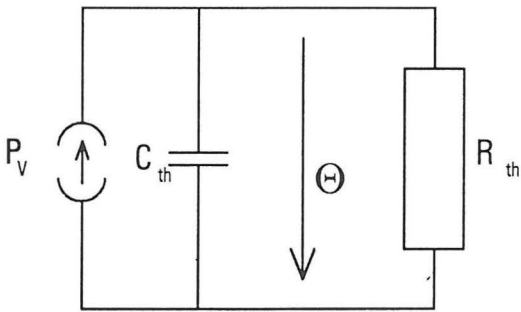


Bild 1: Einkörper-Ersatzschaltbild eines Transformators

Die an der Parallelschaltung der Kapazität und dem Wärmewiderstand abfallende Temperatur entspricht der Übertemperatur des Öls im Transformator. Die Neutrale der Schaltung befindet sich auf dem Potential der Umgebungstemperatur. Nach dieser Schaltung gilt für die Sprungantwort des Temperaturabfalls am Wärmewiderstand  $R_{th}$ :

$$\Theta(t) = P_v \cdot R_{th} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)$$

$$\text{mit } \tau = R_{th} \cdot C_{th}$$

Zur Abschätzung der Überlastbarkeit sollen hier nur zwei Spezialfälle betrachtet werden. Im stationären Zustand, also für  $t \rightarrow \infty$  kann die Wärmekapazität vernachlässigt werden. Im zweiten Fall ist die Zeit gesucht, die ein Transformator betrieben werden kann ohne daß seine Temperatur einen festgesetzten Wert überschreitet. Für diese Untersuchung muß die Wärmekapazität mitberücksichtigt werden. Die Genauigkeit aller weiteren Berechnungen hängt dabei entscheidend von der exakten Bestimmung der Elemente des



Ersatzschaltbildes ab. Die Berechnung der drei Elemente des obigen Ersatzschaltbildes sollen in den folgenden Unterkapiteln beschrieben werden.

## 2.1 Die Wärmekapazität eines Transformators

In einem Transformator werden Materialien in unterschiedlichen Mengen und mit verschiedenen spezifischen Wärmekapazitäten verwendet. Da im vorliegenden Ersatzschaltbild der ganze Transformator als ein Körper behandelt wird, muß die Wärmekapazität des gesamten Transformators aus den Wärmekapazitäten der einzelnen Komponenten zusammengesetzt werden. Dabei lassen sich die Anteile an Eisen, Öl und Kupfer unterscheiden. Die Holz und Papieranteile werden der Ölmenge zugeschlagen. Mit diesen Annahmen läßt sich die Wärmekapazität eines Transformators berechnen.

$$C_{th} = c_{Cu} \cdot m_{Cu} + c_{Fe} \cdot m_{Fe} + c_{Oel} \cdot m_{oel}$$

## 2.2 Die Kühlleistung der Kühlanlage in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen

Vom Hersteller der Kühlanlage wird die Kühlleistung in einem bestimmten Betriebspunkt angegeben. Ausgehend von diesen Angaben kann die Kühlleistung für andere Umgebungstemperaturen und Öltemperaturen berechnet werden. Für die Berechnung des Wärmeabfuhrverhaltens der gesamten Kühlanlage bei regelbarer Kühlleistung wird immer der Schaltzustand mit der besten Wärmeabgabe vorausgesetzt. Das heißt, daß bei einer kontrollierten Überlastung immer alle Kühleinheiten mit maximaler Lüfterdrehzahl in Betrieb sind. Aus dem Typenschild für eine Kühleinheit sind für diesen Betriebszustand beispielhaft folgende Daten entnehmbar.

Lufttemperatur ein	40	°C
Lufttemperatur aus	68.1	°C
Öltemperatur ein	85	°C
Öltemperatur aus	75.5	°C
Kühlleistung	460	kW

Tabelle 1: Auszug aus dem Typenschild einer Kühlanlage

Im betrachteten Temperaturbereich werden annähernd konstante Stoffwerte und -mengen für die beiden Kühlmedien, zwischen denen Wärme ausgetauscht wird, vorausgesetzt. Die Kühlleistung einer Kühleinheit läßt sich dann mit einer linearen Interpolation hinreichend genau berechnen.



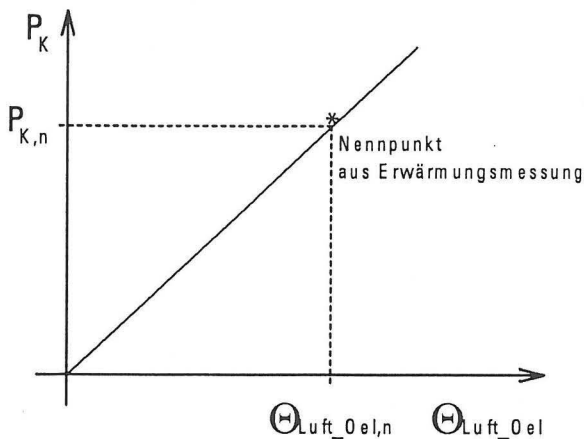


Bild 2: Abhängigkeit der Kühlleistung einer Kühleinheit von der Öl-Übertemperatur

Für die Wärmeabgabe einer Kühleinheit  $i$  gilt:

$$P_{kue,i} = \frac{(\vartheta_{Oel\_ein} - \vartheta_{Luft\_ein})}{R_{th,i}}$$

Die Kühlleistung einer Kühlanlage, bestehend aus  $i$  Kühleinheiten und einer zur Kühlung beitragenden Kesseloberfläche  $O_K$ , kann dann mit der bekannten Nennkühlleistung  $P_{kue,n}$  gebildet werden.

$$P_{kue} = i \cdot P_{kue,n} \cdot \frac{\vartheta_{Oel\_ein} - \vartheta_{Luft\_ein}}{\vartheta_{Oel\_ein,n} - \vartheta_{Luft\_ein,n}} + (\vartheta_{Oel\_ein} - \vartheta_{Luft\_ein}) \cdot O_K \cdot \alpha_{Kessel}$$

Die Übertemperatur des in die Kühler einfließenden Öls ist :

$$\Theta_{Oel\_ein} = \vartheta_{Oel\_ein} - \vartheta_{Luft\_ein}$$

Dieser Ausdruck lässt sich ausklammern.

$$P_{kue} = \Theta_{Oel\_ein} \cdot \left[ \frac{i \cdot P_{kue,n}}{\vartheta_{Oel\_ein,n} - \vartheta_{Luft\_ein,n}} + O_K \cdot \alpha_K \right]$$

Durch einen Vergleich mit den Verhältnissen im Ersatzschaltbild erhält man für den thermischen Widerstand der gesamten Kühlanlage mit Kessel:

$$R_{th} = \left[ \frac{i \cdot P_{kue,n}}{\vartheta_{Oel\_ein,n} - \vartheta_{Luft\_ein,n}} + O_K \cdot \alpha_K \right]^{-1}$$



## 2.3 Bestimmung der anfallenden Verlustleistung

Beim Betrieb eines Transformators entstehen in den einzelnen Bauteilen Verluste, die zur Erwärmung des Aktivteils führen. Die Verluste können in stromabhängige und stromunabhängige Verluste eingeteilt werden. Die stromunabhängigen Verluste  $P_0$  setzen sich im wesentlichen aus den Ummagnetisierungsverlusten des Eisenkerns, der magnetischen Abschirmungen (proportional zur Frequenz) und den Wirbelstromverlusten im Eisen (proportional zu Quadrat der Frequenz) zusammen. Zu den stromabhängigen Verlusten  $P_{KS}$  gehören die ohmschen Verluste in den Wicklungen sowie Zusatzverluste durch Wirbelströme im Wicklungskupfer. Beide Verlustarten sind proportional zum Quadrat des Laststromes.

$$P_V = P_{KS}(I) + P_0$$

Ein Problem bei der Berechnung der stromabhängigen Verluste ergibt sich durch die Temperaturabhängigkeit des spezifischen Kupferwiderstandes. Die Verlustanteile sind damit ebenfalls von der Temperatur abhängig. Diese Abhängigkeit führt zu Leitertemperaturen die aus temperaturabhängigen Größen berechnet werden müssen. Eine solche Berechnung ist nur mit Näherungsverfahren möglich [4]. Um den Rechenaufwand jedoch möglichst gering zu halten, müssen an dieser Stelle vereinfachende Annahmen gemacht werden. Eine gute und einfache Näherung zur Berechnung der mittleren Leitertemperatur in Abhängigkeit von der Belastung des Transformators und von der Öltemperatur am unteren Wicklungsende bietet das Verfahren nach IEC 354 [2].

## 2.4 Verfahren zur Berechnung der Überlastfähigkeit

Im folgenden Abschnitt sollen zwei Verfahren vorgestellt werden, mit denen zum einen die Überlastfähigkeit eines OD-gekühlten Transformators bei Dauerbetrieb und den aktuellen Umgebungsbedingungen bestimmt und zum anderen die maximale Überlastungsdauer bei gegebenem Überlastungsfaktor berechnet werden kann. Voraussetzung für die im folgenden berechnete Überlastung ist die ausreichende Belastbarkeit von Durchführungen, Wandlern und Stufenschalter.

### 2.4.1 Dauernde Überlastung

Bei niedrigeren Umgebungstemperaturen als bei Bemessungsbedingungen, normalerweise 40°C, liefert die Kühlanlage mehr Kühlleistung als zur Abfuhr der Verluste bei Nennstrom notwendig ist. Der Transformator kann deshalb mit einem Strom, der größer als der Bemessungsstrom ist, belastet werden, ohne daß unzulässig hohe Temperaturen in seinem Inneren auftreten. Eine dauerhafte Überlastung bedeutet, daß die Überlastungsdauer mindestens fünf mal größer ist als die aus der Wärmekapazität und dem thermischen Widerstand der Gesamtkühlanlage bestimmte thermische Zeitkonstante des Transformators. Diese Zeitkonstante liegt bei Großtransformatoren im Bereich einiger Stunden. Bei der Bestimmung des dauernd möglichen Laststromes wird die Wärmekapazität im thermischen Ersatzschaltbild des Transformators vernachlässigt. Gesucht ist nun der Laststrom, mit dem der Transformator belastet werden kann, damit die Heißpunkttemperatur genau 120°C beträgt. Die Umgebungstemperatur sei dabei  $\vartheta_{\text{Luft}}$ . Die Übertemperatur des Heißpunktes beträgt dann  $\Theta_h = 120^\circ\text{C} - \vartheta_{\text{Luft}}$ . Nach IEC 354 setzt sich die Heißpunkttemperatur aus der Umgebungstemperatur, einem axialen Temperaturanstieg und dem mit dem Heißpunktfaktor  $h$  gewichteten Temperaturabfall an der Wicklungsisolation zusammen.



$$\vartheta_h = \vartheta_{\text{Luft}} + \Theta_{\text{Oel\_oben}}(I) + h \cdot \Theta_{\text{Cu\_Oel}}(I)$$

Die Umgebungstemperatur  $\vartheta_{\text{Luft}}$  liegt als Meßwert vor. Die obere Ölbertemperatur und die Differenz zwischen Leitertemperatur und Öltemperatur hängen dagegen von der momentanen Belastung des Transformators ab.

$$\begin{aligned}\vartheta_h &= \vartheta_{\text{Luft}} + P_{V,\text{ges}} \cdot R_{\text{th}} + h \cdot \left(\frac{I}{I_n}\right)^2 \cdot \Theta_{\text{Cu\_Oel},n} \\ &= \vartheta_{\text{Luft}} + \left(P_0 + \left(\frac{I}{I_n}\right)^2 \cdot P_{k,n}\right) \cdot R_{\text{th}} + h \cdot \left(\frac{I}{I_n}\right)^2 \cdot \Theta_{\text{Cu\_Oel},n} \\ &= \vartheta_{\text{Luft}} + P_0 \cdot R_{\text{th}} + (P_{k,n} \cdot R_{\text{th}} + h \cdot \Theta_{\text{Cu\_Oel},n}) \cdot \left(\frac{I}{I_n}\right)^2\end{aligned}$$

$P_0$ ,  $R_{\text{th}}$ ,  $\Theta_{\text{Cu\_Oel}}$  und der Heißpunktfaktor  $h$  sind mit der Bauart des Transformators vorgegeben oder können aus der Erwärmungsmessung ermittelt werden. Die Gleichung kann dann nach dem unbekannten Strom  $I$  aufgelöst werden.

$$I = I_n \cdot \sqrt{\frac{\vartheta_h - \vartheta_{\text{Luft}} - P_0 \cdot R_{\text{th}}}{P_{k,n} \cdot R_{\text{th}} + h \cdot \Theta_{\text{Cu\_Oel},n}}}$$

Mit diesem Strom kann der Transformator bei den gegebenen Umgebungsbedingungen dauernd belastet werden. Die Belastungsgrenzen, die durch Anbauteile, wie zum Beispiel Durchführungen, Füllvolumen des Ausdehners und Stufenschalter gesetzt sind, dürfen dabei nicht aus dem Auge verloren werden. Laut IEC 354 darf bei einer normalen Überlastung die Öltemperatur im Raum unter dem Deckel eines OD-gekühlten Transformators nicht über 105 °C und die Heißpunkttemperatur nicht über 120 °C steigen [5]. Welcher Wert zuerst überschritten wird hängt von den Umgebungsbedingungen ab und muß durch zwei getrennte Rechnungen ermittelt werden. Zu berücksichtigen ist weiter, daß bei einer Heißpunkttemperatur von 120°C der Betrieb des Transformators sicherlich zulässig ist, der Lebensdauerverbrauchsfaktor allerdings 10 beträgt. Dieser erhöhte Lebensdauerverbrauch muß, wie oben erwähnt, durch Perioden mit niedrigerer Belastung kompensiert werden. Ansonsten ist mit einer Verringerung der Lebensdauer des Transformators zu rechnen. Bei lang andauerndem Notbetrieb wird in der IEC354 empfohlen die Deckeltemperatur auf maximal 115 °C und die Heißpunkttemperatur auf 130 °C zu begrenzen. Generell ist für die dauernde Überlastung der Maximalstrom auf 1,3  $I_n$  begrenzt.

## 2.4.2 Kurzzeitiger Notbetrieb

Der kurzzeitige Notbetrieb stellt eine ungewöhnlich schwere Belastung für den Transformator dar und wird durch das Auftreten eher unwahrscheinlicher Ereignisse verursacht. Für diesen kurzzeitigen Überlastbetrieb bis zu maximal einer halben Stunde können Ströme bis zu 1,5  $I_n$  zugelassen werden [2]. Um die Zeit zu ermitteln, die ein Transformator mit dieser Überlast betrieben werden kann, muß die Wärmekapazität des Gerätes in die Betrachtungen mit einbezogen werden. Zunächst kann mit dem im vorigen Kapitel vorgestellten Verfahren berechnet werden, ob die maximal im Dauerbetrieb mögliche Belastung unterhalb der gewünschten Überlastbarkeit liegt. Liegt die Dauerbelastbarkeit über der zu betrachtenden Überlast, so erübrigt sich eine weitere Rechnung.



In einem zweiten Schritt wird die anfallende Verlustleistung bei den betrachteten Überlastungen nach den oben angegebenen Schritten berechnet. Der thermische Widerstand der Kühlanlage kann ebenfalls wie oben beschrieben bestimmt werden. Mit diesen beiden Ergebnissen kann der stationäre Endwert der Heißpunkttemperatur  $\vartheta_{h,\infty}$  bestimmt werden. Der Zeitverlauf der Heißpunkttemperatur kann dann mit der Lösung für das Einkörper-Ersatzschaltbild angegeben werden (**Bild3**). Dieser Ansatz ist zulässig, wenn die thermische Zeitkonstante der Wicklung, die im Bereich einiger Minuten liegt, viel kleiner ist als die thermische Zeitkonstante der ganzen Anordnung aus Transformator und Kühlanlage. Die Wicklungstemperatur kann dann praktisch ohne Verzögerung der Öltemperatur folgen. Wichtige Voraussetzung für die Berechnung der Überlastzeitdauer ist der Ausgangszustand des Transformators bei Beginn der Überlastung. Der Zeitverlauf der Heißpunktübertemperatur läßt sich berechnen durch:

$$\vartheta_h(t) \approx (\vartheta_{h,\infty} - \vartheta_{h,akt}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{R_{th} \cdot C_{th}}}\right) + \vartheta_{h,akt}, \text{ mit}$$

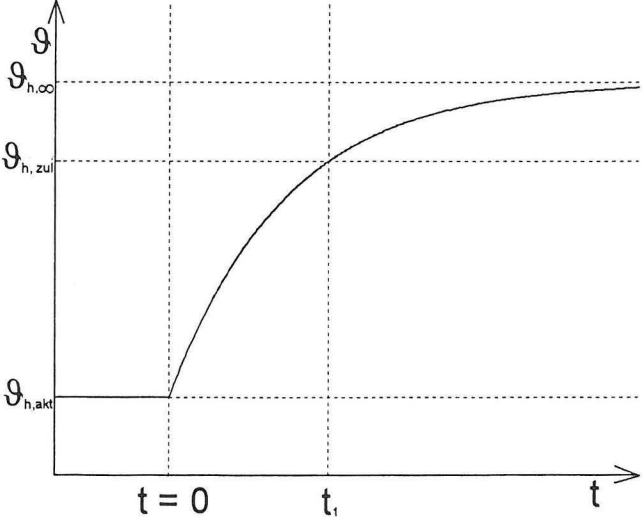
$$\vartheta_{h,\infty} = \vartheta_{Luft} + P_{V,ges} \cdot R_{th} + h \cdot \left(\frac{I_{\text{Überlast}}}{I_n}\right)^2 \cdot \Theta_{Cu\_Oel,n}$$

$$\vartheta_{h,akt} = \vartheta_{Luft} + P_{V,ges} \cdot R_{th} + h \cdot \left(\frac{I_{akt}}{I_n}\right)^2 \cdot \Theta_{Cu\_Oel,n}$$

Nach IEC 354 darf beim kurzzeitigen Notbetrieb die Öltemperatur im Deckelraum höchstens 115 °C erreichen und die Heißpunkttemperatur muß unter 160 °C bleiben. Da bereits bei 140°C bei Kontakt von heißen Metalloberflächen mit dem Transformatoröl Gasbläschen entstehen können, sollte die Heißpunkttemperatur auf 140°C begrenzt sein [6]. So erhält man die Zeit t bis zur Erhitzung des Transformators von Umgebungstemperatur auf Heißpunkttemperatur durch Auflösen der obigen Gleichung nach t.

$$t = -R_{th} \cdot C_{th} \cdot \ln\left(1 - \frac{140^{\circ}\text{C} - \vartheta_{h,akt}}{\vartheta_{h,\infty} - \vartheta_{h,akt}}\right)$$

$\vartheta_{h,akt}$  ist hierbei die Heißpunkttemperatur kurz vor der Überlastung und  $\vartheta_{h,\infty}$  die Heißpunkttemperatur die bei der angenommenen Überlastung im stationären Zustand auftreten würde. Eine analoge Rechnung ist für die Öltemperatur im Deckelraum durchzuführen. Die kleinere der beiden berechneten Zeiten bestimmt die maximale Dauer des kurzzeitigen Notbetriebs.



**Bild 3: Maximale Überlastungsdauer eines Transformators**



### 3 Einsatz der Überlastprognose im Monitoringsystem

Um eine zuverlässige und kostengünstige Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten, bietet sich ein modernes Betriebsmittel-Monitoring insbesondere beim Einsatz an Leistungstransformatoren an. Durch die kontinuierliche Überwachung mit einem Monitoringsystem lassen sich exakte Aussagen über den Betriebszustand des Transformators machen und so, wie hier durch die Überlastprognose beschrieben, die Betriebsführung optimieren. Weiter lassen sich durch eine frühzeitige Erkennung Fehler vermeiden und es kann dann von der zeitbezogenen zu einer zustandsbezogenen Instandhaltung übergegangen werden. Durch Kenntnis der Lebensgeschichte und des momentanen Zustandes des Transformators läßt sich eine hohe und kontrollierte Ausschöpfung der Restnutzungsdauer erreichen und im Bedarfsfall Hinweise geben, durch gezielte Eingriffe die Nutzungsdauer zu verlängern (Life-Management).

Wird das Monitoringsystem auch für eine intelligente Steuerung der Kühlanlage eingesetzt, ergeben sich verschiedene weitere Vorteile:

- Durch Vorkühlung des Öls kann die kurzzeitige Überlastbarkeit erhöht werden,
- Durch Optimierung der Heißpunkttemperatur Verringerung des Lebensdauerverbrauchs,
- Senkung des Schallpegels durch Einzelschaltung der Lüfter,
- Verringerung der Atmung des Transformators durch eine konstantere Öltemperatur.

#### 3.1 Systembeschreibung

Das Monitoringsystem MS 2000 ist als autarkes System konzipiert und ohne zusätzliche Einrichtungen direkt am Transformator installierbar. Es besteht aus den drei Hauptkomponenten.

- Sensoren und Meßwertumformer zur Aufnahme der Meßgrößen am Transformator,
- Industrie-PC zur Meßwerterfassung, -verarbeitung und -speicherung (Die Aufstellung kann sowohl direkt im Schaltschrank am Transformator oder in der Warte erfolgen),
- Über eine Schnittstelle (z.B. Modem oder Lichtwellenleiter) angebundener PC zur Visualisierung und Analyse der Meßdaten am Arbeitsplatz.

##### 3.1.1 Sensorik

Zur online Überwachung werden durch das Monitoringsystem eine Vielzahl von Meßgrößen erfaßt. Das gesamte Spektrum in vollem Umfang an einem Transformator einzusetzen ist jedoch sehr aufwendig und nur in Einzelfällen sinnvoll. Daher muß die Sensorik an die speziellen Erfordernisse eines bestimmten Transformators abhängig von dessen Alter, Zustand und Wichtigkeit angepaßt werden [7]. Transformatoren, die z.B. durch eine Buchholzgaswarnung auffällig geworden sind, sollten mit einem elektronischen Buchholzgassensor ausgerüstet werden, um detaillierte Aussagen zur Menge und Zeitpunkt der Gasentstehung machen zu können [8]. So lassen sich die Ursachen der Gasentstehung erheblich besser feststellen. Da aber nur ein geringer Anteil der Transformatoren in dieser Art und Weise auffällig wird, ist eine generelle Ausrüstung mit diesem Sensor aus Kostengründen nicht unbedingt sinnvoll.



### 3.1.2 Hardware

In der konventionellen Technik werden die Sensoren bis in einen zentral am Transformator befindlichen Schaltschrank verdrahtet (Bild 4). Insbesondere bei der Nachrüstung im Feld ist dies wegen der relativ langen Kabelwege und den meist recht beengten Verhältnissen am Transformator sehr aufwendig. Demgegenüber zeichnet sich ein Monitoringsystem in Feldbustechnik durch eine große Kompaktheit aus. Die analogen Ausgangssignale der Sensoren werden in dezentralen Klemmenkästen in der Nähe der Sensoren durch intelligente Busklemmen digitalisiert. Die Verbindung der einzelnen Busmodule zum übergeordneten Leitreechner erfolgt über einen Feldbus. So wird der Verdrahtungsaufwand am einzelnen Transformator minimiert, da anstatt vieler Einzelleitungen nur ein Buskabel verlegt werden muß. Dies ist ganz besonders für die schnelle und einfache Nachrüstung von in Betrieb befindlichen Transformatoren wichtig. Andererseits wird die Überwachung einer kompletten Transformatorbank mit einem Monitoringsystem ermöglicht, indem die verschiedenen Überwachungsmodule an den einzelnen Transformatoren durch einen Lichtwellenleiter miteinander verbunden werden. Über einen Steuerungs-PC können so mehrere Transformatoren überwacht werden, was einen verringerten Aufwand an Hard- und Software bedeutet. Wird der Steuerungs-PC in einem Betriebsgebäude der Schaltanlage aufgestellt, kann der aufwendige Schaltschrank mit Klimatisierung entfallen.

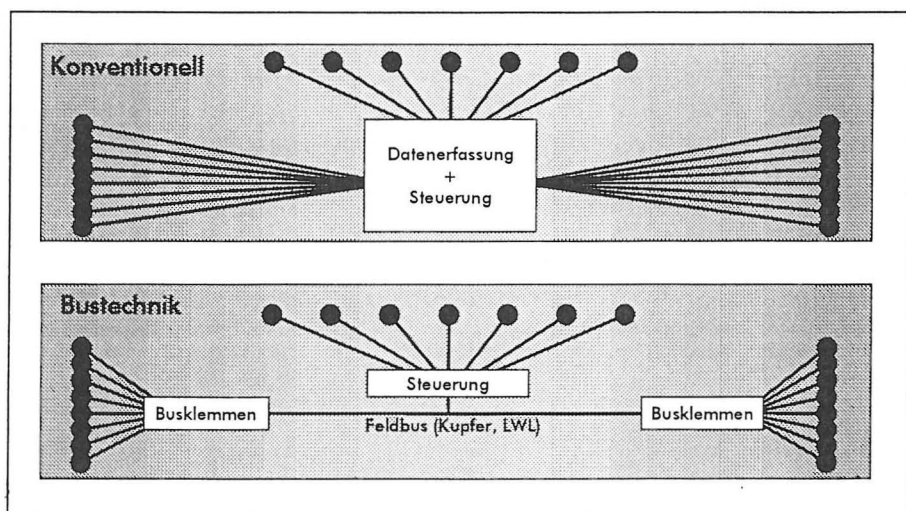


Bild 4: Vergleich konventioneller Verdrahtungstechnik mit der Feldbustechnik

Durch den Einsatz der industriell schon bewährten Bustechnik läßt sich eine intelligente Kühlanlagensteuerung einfach nachrüsten. Die einzelnen digitalen Ausgänge des im Kühlanlagenschrank installierten Busmodules steuern die Leistungsschütze der Lüfter an. Wird bei der vorhandenen konventionellen Kühlanlagensteuerung der Einschaltpunkt der Lüfter auf ein höheres Temperaturniveau eingestellt, ist durch diese redundante Steuerung die Eigensicherheit der Anlage gewährleistet.

### 3.1.3 Software

Der in Betrieb befindliche Transformator mit seinen sich je nach Betriebszustand ändernden Meßgrößen kann grundsätzlich als technischer Prozeß betrachtet werden. So bietet es sich an zur professionellen Lösung der vielfältigen Aufgaben der Software, wie z.B. ereignisgesteuerte Meßdatenerfassung und -verarbeitung, Visualisierung und Kommunikation, ein flexibles und modulares Prozeßleitsystem einzusetzen [2].



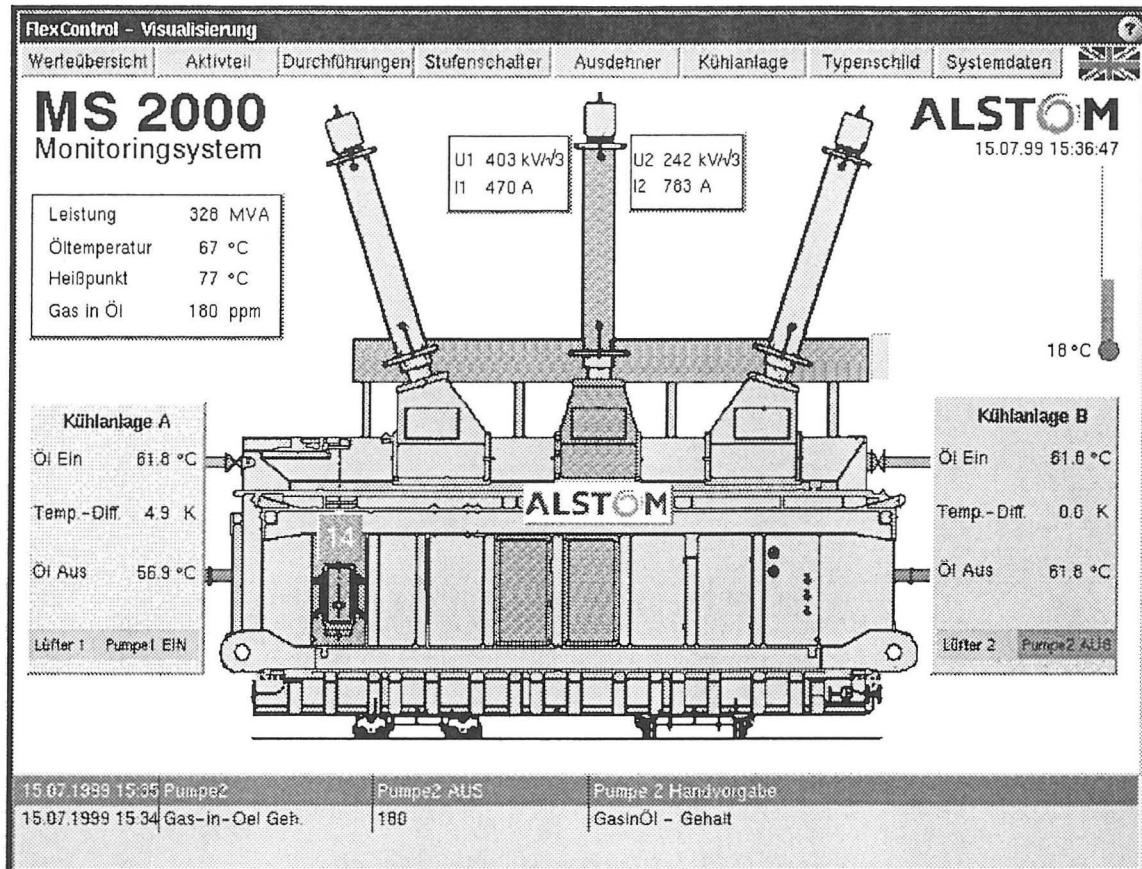


Bild 5: Online Visualisierung des Betriebszustandes

In einem Übersichtsbild werden nach Anwahl des Monitoringsystems die wichtigsten Kenndaten des Transformators dargestellt (Bild 5). Um eine schnelle Zustandsbeurteilung vornehmen zu können, können die im RAM befindlichen Daten in der Visualisierung durch Mausklick auf die entsprechende Meßstelle direkt analysiert werden. Es öffnet sich ein sich ständig aktualisierender Echtzeittrend, so daß der jüngste Entwicklungsverlauf der Meßgröße beurteilt kann. Durch Anwahl der verschiedenen Baugruppen des Transformators, wie Aktivteil, Durchführungen, Kühlanlage, Ausdehner und Stufenschalter, erhält der Nutzer detailliertere Informationen zum aktuellen Zustand der Baugruppe gemäß den Empfehlungen der DVG [9].

Durch ein multitasking- und echtzeitfähige Betriebssystem können die Meßdaten im Millisekunden-Raster erfaßt werden. So erhält der Nutzer beim Auftreten von Überspannungen und Überströmen die zur Zustandsbeurteilung notwendigen Informationen über Zeitdauer und Amplitude. Für die Verfolgung wichtiger Prozeßgrößen in kritischen Transformatorzuständen bzw. bei Störungen wird ein Protokoll mit höchster Zeitauflösung generiert.

Die Datenhaltung wird in drei Stufen vorgenommen (Bild 6). Zunächst werden die Daten in hoher zeitlicher Auflösung im RAM-Speicher des Industrie-PC's gehalten. Dadurch wird ein häufiger Zugriff auf die Festplatte vermieden. Die Daten im RAM-Speicher stehen einem Rechnerserver ständig zur Verfügung. So können komplexe Berechnungen und Steuerungsabläufe in einer nach IEC1131-3 standardisierten Programmiersprache direkt und ohne großen Aufwand implementiert werden.



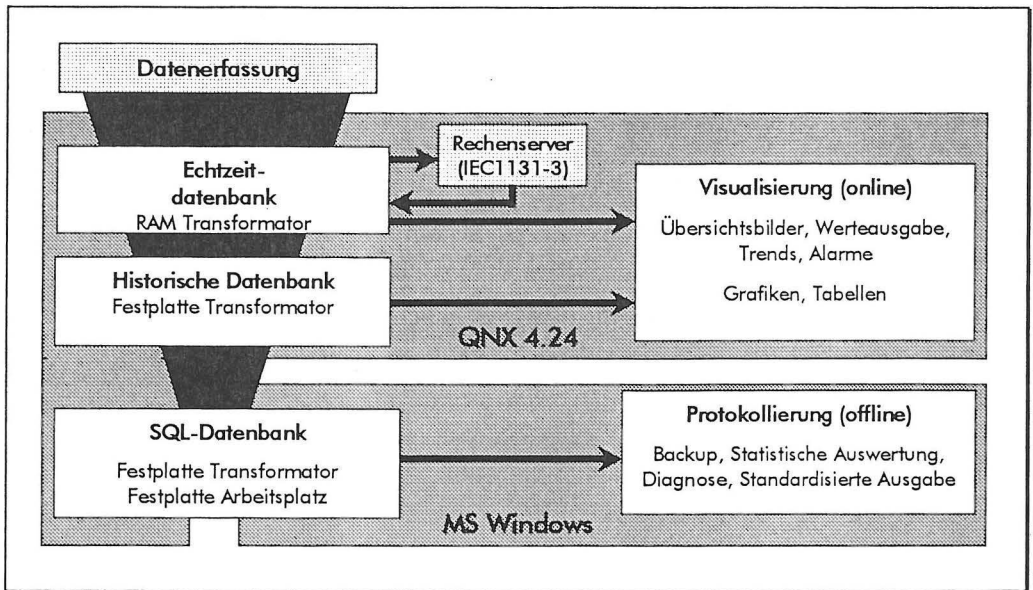


Bild 6: Datenhaltung im Monitoringsystem MS2000

Nach für jeden Kanal frei definierbaren Zeitintervallen werden die Mittelwerte je Kanal in einer systemeigenen historischen Datenbank abgelegt, um online einen effektiven und sehr schnellen Datenzugriff zu gewährleisten. Dabei werden die Daten ihrer physikalischen Eigenschaft entsprechend abgelegt. Dies bedeutet zum einen die ereignisorientierte Ablage von stochastischen Vorgängen (z.B. Schaltvorgänge) bzw. eine zyklische Ablage von kontinuierlichen Betriebsdaten, wobei die Speicherrate den Zeitkonstanten der jeweiligen Kenngröße angepaßt ist. Im dritten Schritt werden diese Daten verdichtet in einer SQL-fähigen, relationalen Datenbank abgelegt. Diese Datenbank hat zum einen die Funktion eines Backups und kann zum anderen auch nach einem Download auf den Arbeitsplatzrechner offline bearbeitet werden. Ferner ist durch die Anwendung dieser Datenbanktechnik gewährleistet, bezüglich einer Langzeitspeicherung eine gezielte Datenreduktion vornehmen zu können. Die Nutzung einer SQL-fähigen Datenbank bietet zusätzlich die Möglichkeit, herstellerübergreifend mit einer betreiberspezifischen Auswertesoftware oder mit MS Excel die Daten bearbeiten zu können.

Für die Erweiterung des Monitoringsystems um die beschriebene Überlastrechnung und einer intelligenten Kühlanlagensteuerung wird der in der Software enthaltene Rechnerserver (Soft-SPS) eingesetzt. Als trafospezifische Konstanten werden die Konstruktionsdaten (Wärmekapazität und thermischer Widerstand) und die im Prüffeld ermittelten Werte für Kupfersprung, Leerlauf- und Kurzschlußverluste eingegeben. Verändern sich die online gemessenen Eingangsgrößen der Berechnung (Umgebungstemperatur, Öltemperatur oder Laststrom) werden die Ausgangsgrößen neu berechnet. In der Visualisierung werden dann die Größen sowohl für die maximal zulässige Dauerlast bei einer höchsten Öltemperatur von 105°C und einer Heißpunkttemperatur von 120°C, als auch die maximale Zeitdauer für den Notbetrieb bei einer Last von 1,5, 115°C Öltemperatur und 140°C Heißpunkttemperatur angegeben. Es können zusätzlich die aktuelle, relative Alterungsrate und die über 30 Tage gemittelte Alterungsrate zur Information über den Lebensdauerverbrauch abgelesen werden.



Belastung		Letzte Einschaltung	
Laststrom OS	886 A	Einschaltstrom OS	
Laststrom MS	1500 A	Einschaltstrom MS	
Leistung	609 MVA	Einschaltspannung OS	
Lastfaktor	1.01	Einschaltspannung MS	
rel. Alterungsrate	170.13 %		
rel. Alterungsrate (Mittel 30 Tage)	63.00 %		

Temperaturen		Isolationssystem	
Öltemperatur (Deckel oben)	70 °C	Gas in Öl - Gehalt	120 ppm
Umgebungstemperatur	25 °C	Gas in Öl - Gradient	0 ppm/h
Ölbertemperatur	45 K	Ölfeuchte	2 %
Hot Spot Temperatur	103 °C	Gasmenge im Buchholzrelais	5 ml

Überlastbarkeit	
Max. Dauerlast (Töl=105°C, HotSpot=120°C)	1.10
Max. Dauer Notbetrieb (k=1.5, Töl=115°C, HotSpot=140°C)	30 min
Momentane Verluste	1740 KVA

Bild 7: Online Berechnung der Überlastbarkeit

## 3.2 Überlastrechnung an einem 300 MVA Netzkupplungstransformator

Das oben beschriebene Verfahren wurde beispielhaft an einem 300 MVA Netzkupplungstransformator angewendet. Die maximale Belastbarkeit des Umspanners wurde in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur bestimmt.

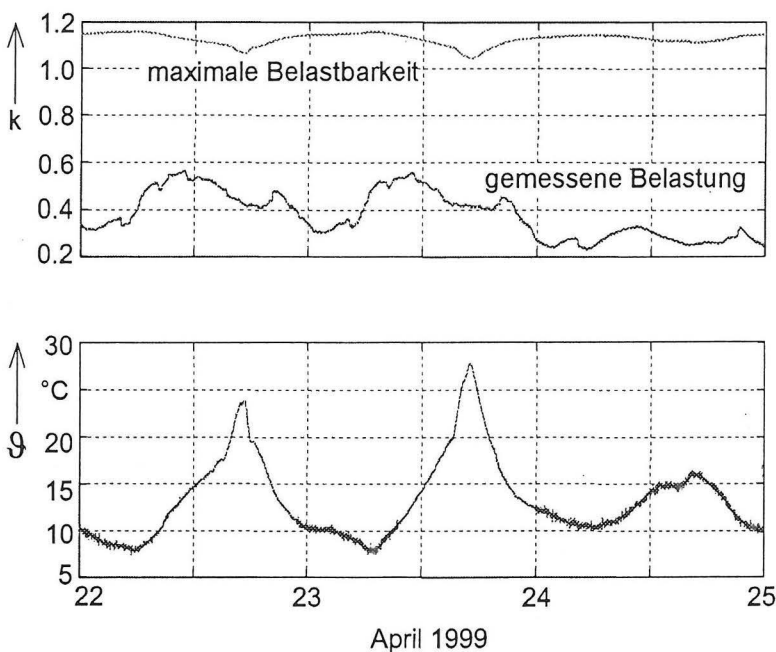


Bild 8: Überlastungsfähigkeit eines 300 MVA Netzkupplungstransformators in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen

Die maximale dauernde Belastbarkeit des Transformators ändert sich leicht aufgrund der wechselnden Umgebungstemperatur. Die Schwankungsbreite ist jedoch gering, weil die abgeführte Wärmemenge der Kühlanlage proportional zur Umgebungstemperatur ist, die lastabhängigen Verluste hingegen proportional zum Quadrat des Laststroms sind.



## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Unter Berücksichtigung spezifischer Transformatorkennndaten kann die Überlastbarkeit von Großtransformatoren flexibler als in den Notbetriebsblättern bestimmt werden. In diesem Beitrag wurde gezeigt, wie in Verbindung mit einem Monitoringsystem ein Berechnungsverfahren zur Bestimmung der Überlastbarkeit des überwachten Trafos online mitlaufen und über freie Übertragungskapazitäten informieren kann. Im Überlastfall ist durch das Monitoringsystem die besonders wichtige Überwachung von Öltemperatur, Gas-in-Öl Gehalt und Alterung des Aktivteils gewährleistet. Bei der Anwendung der in der IEC354 empfohlenen Überlastspiele müssen jedoch die trafospezifischen Gegebenheiten, wie Alter, Zustand und Auslegung, in enger Abstimmung zwischen Hersteller und Betreiber berücksichtigt werden.

Ein erweiterter Anwendungsbereich eines Überwachungssystems ergibt sich, wenn eine Verbindung zwischen Kühlanlagensteuerung und Monitoringsystem geschaffen wird. Der zeitliche Temperaturverlauf der Leitertemperatur kann so über einen weiten Belastungsbereich hinweg konstant gehalten werden. Die Kühlanlagensteuerung könnte dann für eine Minimierung der Temperaturschwankungen oder auch für eine Erhöhung der Überlastbarkeit durch Vorkühlung des Öls genutzt werden.

Der langfristige Nutzen des beschriebenen Systems liegt in der Möglichkeit der Durchführung einer bedarfsorientierten Wartungsplanung, die auf den gesammelten Daten beruht. Bei einer notwendigen Netzausbauplanung können außerdem freie Übertragungsreserven berücksichtigt werden, und so unter Umständen Investitionen eingespart oder verzögert werden.

## 5 Literatur

- [1] M. Angenend, W. Banschbach, H.-H. Jahn, D. Siegmund, Höhere Betriebsmittelauslastung im Verteilungsnetz, ETG Fachbericht 73, VDE-Verlag 1998, S. 101 - 110
- [2] IEC 354, Loading guide for oil immersed power Transformers, IEC 1991
- [3] S. Tenbohlen, L. Wendrich, T. Rappenecker, Mit Feldbus und Prozeßleittechnik Transformatoren überwachen, etz Elektrotechnik + Automation 22/1998, S. 26-30
- [4] M. Schäfer, K. Feser, Erwärmungsmodell für Transformatorwicklungen, ETG Fachbericht 73, VDE-Verlag 1998, S. 181-190
- [5] H. Vosen: Kühlung und Belastbarkeit von Transformatoren, VDE-Schriftenreihe 72, VDE-Verlag 1997, S.133
- [6] CIGRE – working group WG 12.09: Thermal Aspects of Transformers. Final Report 10.93. Paris: CIGRE
- [7] U. Sundermann, S. Tenbohlen: Der intelligente Transformator - Zustandserfassung und Diagnose von Leistungstransformatoren, Elektrizitätswirtschaft Jg. 97 (1998), H. 10, S. 48-56



**[8] H. Borsi, M. Ulrich, T. Leibfried:** Das neue „elektronische“ Buchholzrelais, Elektrizitätswirtschaft Jg. 97 (1998), Heft 13

**[9] Deutsche Verbundgesellschaft:** Empfehlungen der Verbundunternehmen für Monitoringsysteme an Großtransformatoren, Heidelberg, 1998