

15 Jahre Konservierung von Leistungstransformatoren

Ein Erfolgs- und Erfahrungsbericht

VORBEMERKUNG:

Es ist durchaus möglich, daß das eine oder andere, was hier vorgetragen wird, schon bekannt vorkommt. Ich möchte dieses Paper auch als Zusammenfassung der geleisteten Arbeit vorstellen.

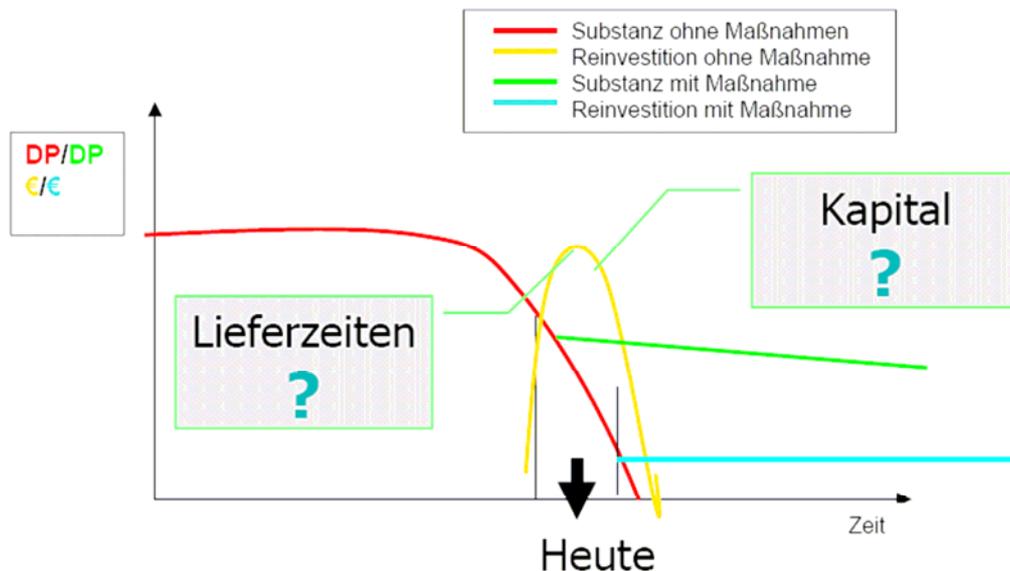
Es stehen nun die Mittel und Prozeduren zur Verfügung, um mit dem Thema gealterter Transformator adäquat umzugehen. Die Vorgehensweisen können als bewährt und nachweisbar betrachtet und als Standardvorgehen durchgeführt werden. Ein neues Thema kommt nun mehr und mehr dazu, dem in der nächsten Zeit vermehrt Aufmerksamkeit geschenkt werden muß, das ist die Designproblematik neuerer Transformatoren. Sicher ist unter der Bedingung den Anwendern nahezulegen, wo möglich das alte und tolerante Design vorhandener Transformatoren, so lange wie möglich zu konservieren und zu nutzen.

1. EINFÜHRUNG:

Transformatoren sind normalerweise sehr langlebige Assets. Allerdings wurden durch den von der Politik betriebenen Wechsel von der im öffentlichen Besitz befindlichen Infrastruktur zu Deregulierung, Privatisierung und Liberalisierung die notwendigen Aspekte des Investments und noch mehr des Re-Investments auf eine extreme Perspektive verkürzt und die Notwendigkeit langfristiger Planung weitgehend vernachlässigt. Das Ergebnis ist, daß der größere Teil der Transformatorpopulationen überaltert ist und eigentlich eine unmittelbare umfangreiche Re-Investition notwendig wäre. Wie das erreicht werden kann, bleibt unter den bekannten Randbedingungen schwer nachvollziehbar, selbst wenn die notwendigen Finanzmittel verfügbar wären.

Ein weiteres Problem wird in letzter Zeit auch immer deutlicher, das ist das Ausfallrisiko bei Neubeschaffung. Es ist durchaus eine vertretbare Strategie gealterte Transformatoren, die aber oft ein wesentlich toleranteres Design haben, so lange wie möglich zu konservieren. Hierdurch kann durchaus auch das generelle Ausfallrisiko minimiert werden.

Bild 1 - Alterung und Re-Investition



Zum obigen Bild: Der "natürliche" Substanzverlauf ist exponentiell. Da vor etwa 50-60 Jahren sehr intensiv in die Elektrizitätsversorgung investiert wurde, ist auch das "natürliche" Lebensende dieser Assets jetzt erreicht und es müßte in gleicher Weise re-investiert werden. Das ist jedoch wegen der Liefersituation bei den Herstellern und wegen der notwendigen Kapitalversorgung nicht möglich. Es sind also Maßnahmen erforderlich den Re-Investitionsberg abzuflachen.

Die Investition in die Produktionskapazität von Transformatoren wurde in den letzten 20 Jahren praktisch auf Null zurück gefahren und z.B. in Deutschland überdies praktisch halbiert. Nicht zu vergessen ist, daß auch die organisatorische Kapazität auf der Kundenseite dramatisch vermindert wurde. Man kann heute davon ausgehen, daß der Ersatz von Transformatoren mit typisch drei Jahren anzusetzen ist. Das setzt sich zusammen aus dem internen Vorlauf beim Kunden bestehend aus Budgetierung, Planung Beschaffung und schließlich Lieferzeit beim Hersteller.

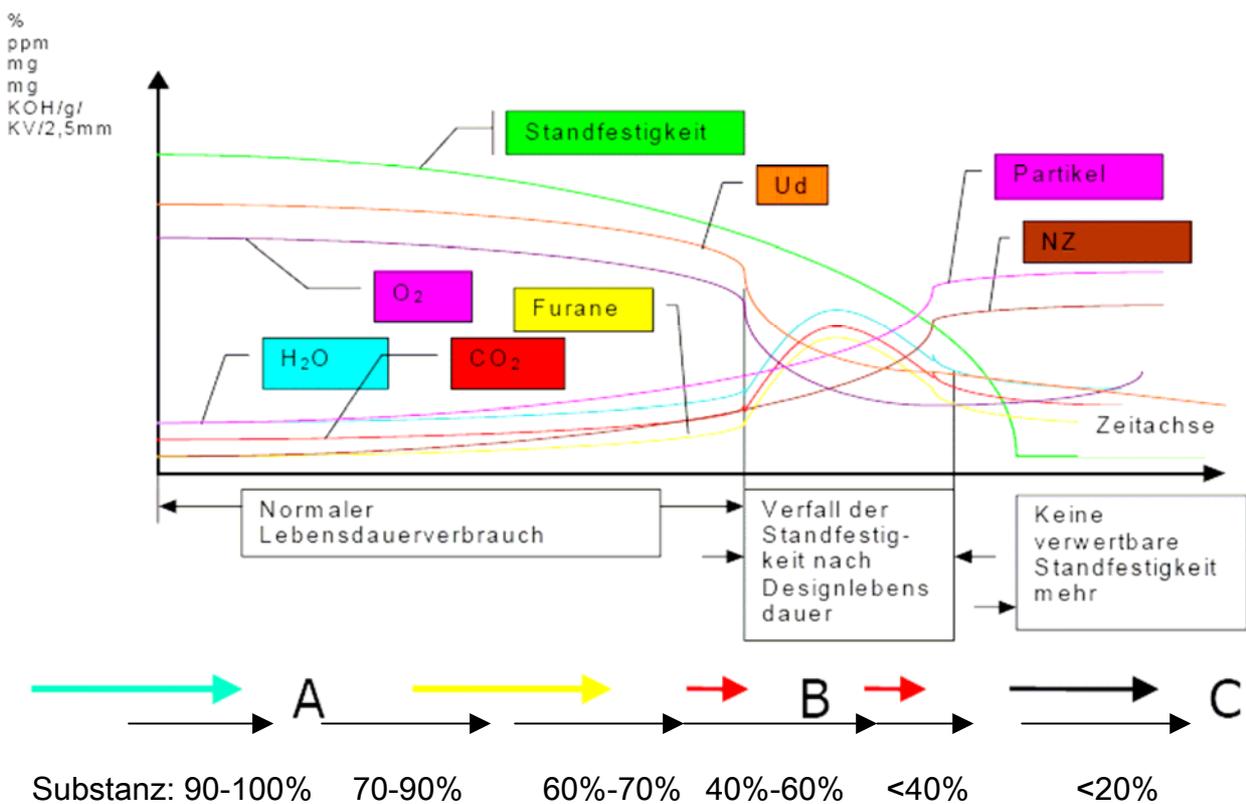
Soll also eine Population von beispielsweise 120 Einheiten, bei der 60% über 40 Jahre alt sind, unter den gegebenen Bedingungen ersetzt werden, kann man leicht ausrechnen, daß dieser Vorgang so viel Zeit in Anspruch nehmen würde, daß einige Transformatoren über 100 Jahre alt werden müssten. Die technische Unmöglichkeit steht außer Frage, wäre aber beim derzeitigen Zyklus unvermeidbar.

Es ist aber sicherlich ebenfalls unvermeidbar, daß ein größerer Teil der Population Laufzeiten erreichen muß, die auch bei optimistischer Betrachtung nicht ohne Maßnahmen zu erzielen sind. Es muß beachtet werden, daß dabei die Notwendigkeiten von Betriebs- und technischer Sicherheit nicht außen vorbleiben. Das bedeutet, daß Maßnahmen zwingend notwendig sind und ein Mindestinvestment getätigt werden muß, mit der die Restsubstanz der Transformatoren soweit

konserviert wird, daß einerseits die geplanten Laufzeiten, andererseits aber zu jedem Zeitpunkt auch die notwendige Betriebs- und Versorgungssicherheit gewährleistet sind.

Nur ein vollständiges Verständnis des kompletten Alterungsprozesses kann zu der notwendigen Laufzeitverlängerung unter den vorgenannten Randbedingungen führen, d.h. die zulässigen Daten der Betriebs- und technischen Sicherheit nicht zu verletzen. Es sei hier auf die 60/6 Regel verwiesen, die sagt, daß ohne weitere Maßnahmen bei 60% Substanz die zulässige Restlaufzeit unter 6 Jahren liegt.

Bild 2 - Alterung



Zum obigen Bild: Die typischen Verläufe der Alterung, der Alterungsbeschleuniger und Alterungsindikatoren sind hier dargestellt, darunter die dazugehörigen Restsubstanzwerte. Hier zeigt sich auch der Hintergrund der 60/6 Regel (weniger als 60% Substanz = weniger als 6 Jahre Laufzeit), da wegen des steilen Verlaufs die Projektion der Kurve auf der Zeitachse sehr kurz ist.

Andererseits kann aber auch aufgezeigt werden, daß bei vollem Verständnis des Alterungsprozesses auch bei stark gealterten Einheiten noch 5-15 Jahre zulässige und zuverlässige Laufzeit erreicht werden können, wenn geeignet und geplant vorgegangen wird. Der Vergleich zwischen verschiedenen Populationen, die unterschiedlich gemanaged wurden, zeigt das eindrucksvoll auf.

Der erzielte Erfolg ist nicht nur ein technischer, sondern in eindrucksvoller Weise auch ein ökonomischer.

Aber die Uhr läuft und wo keine Substanz mehr vorhanden ist, bleibt auch nichts zu konservieren. Es muß kurzfristig gehandelt werden!

Bild 3

auf Katastrophen vorbereitet

SICHERHEIT Neue Studie fällt vernichtendes Urteil: Ein Stromausfall könnte die Republik ins Chaos stürzen.

VON UNSEREN KORRESPONDENTEN

BERLIN. „Wo warst du, als das Licht ausging?“ heißt eine romantische Komödie mit Doris Day, die während eines Stromausfalls im New York der 60-er Jahre spielt. Doch Stoff für eine Komödie bietet das Krisenszenario nicht, das 18 Experten eines überfraktionellen Bündnisses für den Fall eines solchen „Blackouts“ entworfen haben: Ihrer Ansicht nach droht Deutschland im Chaos zu versinken, wenn in weiten Teilen der Republik für mehrere Tage der Strom ausfällt.

„Ohne Strom geht nichts“, heißt es in dem gestern vorgestellten „Grünbuch“, das Sicherheits- und Rettungskräfte gemeinsam mit anderen Praktikern erarbeitet haben. „Sicherheit und Grundvers

von staatlichen Einrichtungen und privaten Hilfsorganisationen nicht mehr aufrechterhalten werden.“ Die Arbeit von Polizei und Rettungskräften wäre ebenso betroffen wie die Versorgung der Menschen mit Lebensmitteln und frischem Wasser. Doch trotzdem ist der Studie zufolge derzeit „kein einheitliches Risiko- und Krisenmanagement“ erkennbar.

Ohne Strom keine Kommunikation

Dass ein Stromausfall ganz Deutschland lahmlegt, scheint nur auf den ersten Blick weit hergeholt. Denn obwohl die deutschen Stromnetze als die zuverlässigsten in Europa gelten, gehen die Autoren des „Grünbuchs“ von einer hohen „Eintrittswahrscheinlichkeit“ aus – und können sich da auf mehrere Beispiele berufen.

Nach einem Wintereinbruch im November 2005 knickten im Münsterland unter der Last der Schneemassen mehr als 80 Strommasten um. Bis zu 250 000 Menschen mussten daraufhin tagelang ohne Elektrizität auskommen. Nur ein Jahr später gingen in weiten Teilen Westeuropas für 90 Minuten die Lichter aus, weil die geplante Abschaltung einer Hochspannungseitung zu einer unerwarteten Kettenreaktion geführt hatte. Polizei, Feuerwehr und Hilfskräfte sind aber mittlerweile auf Computer angewiesen – und damit auf Strom.

Die Autoren warnen zudem, dass die Debatte um die öffentliche Sicherheit seit den Anschlägen 2001 von der Terrorgefahr bestimmt wird. Für flächendeckende zivile Risiken gebe kaum ein Bewusstsein.

Der Abgeordnete Hartfrid Wolff (FDP) sagte, „angesichts der Herausforderungen haben wir bewusst vermieden, einfache Lösungen anzubieten.“ Neben möglichen Strom-„Blackouts“ müsse auch über die Folgen drohender Pandemien wie der Vogelgrippe nachgedacht werden. Deshalb sei ein „nachhaltiges Sicherheitskonzept“ gefragt, das jeden Einzelnen anspreche, forderte der Liberale-Politiker. Er warnte zugleich davor, dass sich der Bund beim Katastrophenschutz nicht aus der Fläche zurückziehen darf.

Wehrpflichtgangs zum V wird. Künftigen jenseits werden kö diese Zahl Quote von u

Antret Weh Stimmen dell. Je m Dienst ab gen neue einen Gu sorgen d zum Sta: Zum Bu mand m per Post man Zi Punkt: me ode und da

Ausriß aus meiner "Provinzzeitung! Wenn das da bereits drin steht, ist die Situation schon kritisch!

2. DIE ENTWICKLUNG DER DATENERHEBUNG

Waren vor 15 Jahren praktisch nur die klassischen Methoden der Öluntersuchung und der Gas in Öl Analyse vorhanden - alle On-line Verfahren konnten eher als exotisch (und natürlich auch unbezahlbar) gelten - so sind heute nahezu alle wichtigen Werte über Verfahren nachzuprüfen, die auch physikalisch unterschiedlich sind, so daß auch sinnvolle Kontrollmessungen möglich sind, wenn der Verdacht besteht, daß bei einer Messung fehlerhaft vorgegangen wurde.

Es stehen heute für die Entscheidungsfindung genügend abgesicherte Methoden und Gegenkontrollmöglichkeiten zur Verfügung. Diese Methoden zu erkennen und korrekt einzusetzen ist heute die Aufgabe.

Damals galt noch uneingeschränkt das Wort des Experten, der aus für den Außenstehenden in wenig nachvollziehbarer Weise sein Urteil abgab. Dem Anwender blieb nichts anderes übrig, als zu glauben, was manchmal eher an Kristallkugelsehen erinnerte. Es soll nicht an der Kompetenz und der Erfahrung dieser Experten gezweifelt werden, war dieses Vorgehen doch oft die einzige Möglichkeit überhaupt eine Aussage zu machen.

Der einzige Weg, der zur Verfügung stand, war der relativer Messungen, d.h. Veränderungen und Trends zu verstehen und daraus Schlüsse zu ziehen. Bis heute findet man die Vorstellung, man müsse z.B. die DGA immer vom selben Labor von den selben Leuten unter den selben Umständen durchführen, um so die Vergleichbarkeit sicher zu stellen.

Heute bestehen ganz andere Randbedingungen und technische Möglichkeiten, aber auch Notwendigkeiten, daher muß und kann verlangt werden, daß eine Messung einen wahren Wert erbringt, der im Rahmen der üblichen Toleranz, natürlich mit anderen Messungen und Methoden, kongruent ist. Hier ist auch der Anwender gefordert, nicht kritiklos Werte zu akzeptieren, die unlogisch sind! Wenn schon nachprüfbare Werte offensichtlich falsch sind, welchen Wahrheitsgehalt haben dann die nicht nachprüfbaren Werte?

Ein entscheidender Unterschied zu dem damaligen Stand der Dinge ist, daß heute nicht bevorzugt nach aktuellen Fehlern gesucht werden muß, sondern der aktuelle Zustand und das Alterungsverhalten des Transformators beurteilt werden soll. Die Frage, die heute im Vordergrund steht, ist, ob eine Konservierung noch möglich ist und unter welchen Bedingungen der Transformator noch weiter betrieben werden kann. Ein fehlerhafter Zustand kann sehr leicht auch eine Todesanzeige sein.

Man war sich auch kaum über das Zusammenspiel der verschiedenen Alterungsbeschleuniger im klaren, man ging isoliert das Wasserproblem, die Ölalterung oder den Sauerstoffverbrauch an. Es gab zu alledem auch sehr unterschiedliche Betrachtungen und die Erkenntnis, daß manche Verfahren einfach zu falschen Schlüssen verleiten, war noch nicht aufgekommen. Ein typisches Beispiel ist die Messung des Wassergehaltes in gealtertem Öl, was fast automatisch zu falschen Schlüssen über den Wassergehalt im Transformator führt, wenn man mit klassischen Mitteln z.B. Karl Fischer misst. Die Brisanz eines hohen Sauerstoffverbrauchs ist bis heute noch nicht überall klar erkannt, ja, die Messung der atmosphärischen Gase wird bis heute oft noch als überflüssig betrachtet.

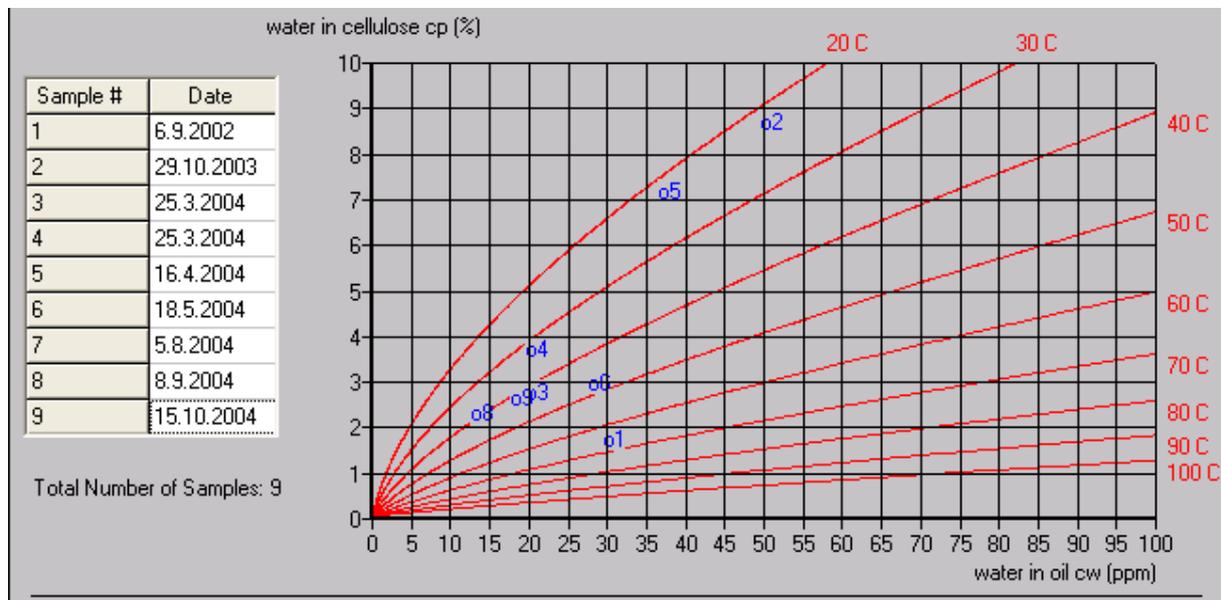
Auch andere Verfahren, wie z.B. die Furananalyse befanden sich eher noch in den Kinderschuhen. Im allgemeinen begnügte man sich mit dem lapidaren Satz unter dem Prüfprotokoll, daß kein thermischer oder elektrischer Fehler erkennbar war, akzeptierte hohe Wassergehalte mit hohen Durchschlagsspannungswerten, genauso, wie moderate Wassergehalte mit schlechten Durchschlagsspannungswerten. In beiden Fällen versuchte man sich mit irgendwelchen Trocknungsverfahren, nicht zuletzt mit der klassischen Ölaufbereitung oder gar einem Ölwechsel, was manchmal auch scheinbar Besserung brachte. Allerdings waren hier oft Ursache und Wirkung ganz andere, als vermutet.

Noch immer ist eine kritische Betrachtung der gewonnenen Daten auf Sinnhaftigkeit nicht selbstverständlich. Sehr oft sind die vorgelegten Werte nicht kongruent und somit entweder Probennahme/Messung oder/und Auswertung fehlerhaft.

Wenn schon nachprüfbar Daten unlogisch oder gar offensichtlich fehlerhaft sind, bleibt im Grunde nur die Lösung die ganze Messung zu verwerfen, und natürlich keineswegs irgendwelche kostenintensiven Maßnahmen zu ergreifen. Die Messung muß wiederholt werden und zumindest in kritischen Fällen durch ein physikalisch oder chemisch andersartiges Verfahren gegengeprüft werden.

3. DER STAND DER DINGE BEI DER DATENERHEBUNG

Bild 4 Unterschiedliche Ergebnisse bei Wasserbestimmung



Zum obigen Bild: Man erhält hier ein völlig chaotisches Bild und die Information aus den so gewonnenen Daten ist Null. Natürlich kann der Wassergehalt im Transformator nicht in dieser Weise schwanken. Tatsächlich stimmen nur die Messungen, die in der Nähe von 3% liegen, was mit physikalisch anderen Methoden (FDS, Wasserabscheidung, RH) übereinstimmend nachgewiesen werden konnte.

3.1. Probennahme

Bei der klassischen Probenahme kann inzwischen auf wesentlich verbesserte Verfahren zurückgegriffen werden (z.B. Gatron EGS-System, ABB Entnahmebesteck). Wenn korrekt gearbeitet wird, wird die Entnahme hermetisch am Probehahn angeschlossen und über die Temperatur überwacht, daß wirklich auch das Öl aus dem Umlauf im Trafo entnommen wird. Der Luftdruck wird ebenfalls dokumentiert und das Öl so in das Probegefäß geführt, daß eine Kontamination mit der Atmosphäre unterbunden wird.

Daemisch Transformer Consult

Das gefüllte Gefäß wird mit einem definierten Luftrest versiegelt. Über die Begleitdaten Temperatur und Luftdruck können im Labor auf die Originalverhältnisse geschlossen und der Einfluß des Luftrestes kompensiert werden.

Führt man das durch ein Entnahmesystem, bei dem der notwendige Vorlauf (normalerweise 10-20l) intern im Trafo durchgepumpt wird und bei der Entnahme rel.

Feuchte und Temperaturen des Trafos (oben/unten) gemessen und dokumentiert werden, ist einerseits das Thema Ölverlust weitgehend vermieden, andererseits durch eindeutige Verhältnisse auch die Vergleichbarkeit der Probe gesichert (z.B. TransDiag der Fa DIDEE).

Wird dann auch noch die Probenbehandlung im Labor korrekt durchgeführt (z.B. durch Anwendung korrekter Standards), müssen alle Ergebnisse im Rahmen der üblichen Toleranzen vergleichbar sein, unabhängig davon, wer sie genommen und wer sie ausgewertet hat, und welches System dabei benutzt wurde.

Bild 5 DGA mit verschiedenen Verfahren und Labors

Data	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	1-C ₄ H ₈	N ₂	O ₂	Lab/Proc
18.02.06	85	32	20	8	1	220	4408				9348	870	Lab1
04.09.06	80	37	21	6	1	215	4500				9386	905	Lab1
16.02.07	25	27	43	10.6	0	125	6226	9	28		53482	16789	Lab2
28.04.07	<5	6	12	7	<1	44	4465						Proced1
24.04.07/ 10.05.07	13	9	9	3	n/d	53	4252	8		94	7300	1000	Lab3

3.2. On-Line/On-Site Verfahren

Zum obigen Bild: Hier wurde der selbe Transformator innerhalb relativ kurzer Zeit von verschiedenen Labors bzw. verschiedenen Verfahren beprobt. Eine gasbeeinflussende Behandlung hat während dieser Zeit nicht stattgefunden. Welche Werte richtig sind, kann hier nicht gesagt werden, weil kein nachprüfbares Verfahren vorliegt. Die Unterschiede bei den atmosphärischen Gasen geben eine deutliche "Nicht-Aussage". Ein Verfahren kann diese Gase überhaupt nicht messen und damit schon gar nicht beurteilt werden. Diese Daten wurden in einem Report für den Kunden unkommentiert vorgestellt und der Schrei nach wirklich verlässlichen Daten wird hier vermißt. Was sollen uns diese Daten sagen?

Zunehmend können Daten auch heutzutage vor Ort gewonnen werden. Das gilt für die Ölalten, wie auch die DGA. Selbst wenn einige Verfahren technische Fragen aufwerfen und deren Konstanz bezweifelt werden kann, wird man sicherlich zuverlässigere Werte gewinnen, als mittels einer zweifelhaften Probe, die dann auch noch in Extremfällen erst nach Monaten ausgewertet wird.

Auch kann auf diese Weise das Thema Verteiltransformatoren noch mit vertretbarem Aufwand behandelt werden. Es gibt hier sehr gute und zukunftsweisende Ansätze. Es werden für die On-Line DGA die verschiedensten Technologien angeboten. Das geht von Sensortechnik bis hin zu mobilen Gaschromatographen. Welche Technologie im jeweiligen Fall angewendet wird, hängt vom konkreten Hintergrund ab und muß entsprechend gewählt werden. In jedem Fall muß aber darauf bestanden werden, daß die eingesetzte Technologie auch nachweisbar richtige Ergebnisse und reproduzierbare Werte liefert. Der entscheidende Vorteil der On-Line Techniken ist, daß Rücksättigungsversuche gefahren werden können und damit

auch die absolute Gasproduktion bestimmt werden kann. Letztlich ist auch diese aktuelle Gasproduktion die einzige wichtige Aussage.

Dies ist ein ganz neuer Aspekt und ergibt neue Möglichkeiten einer wirklich scharfen Diagnostik. Es kann und muß darauf bestanden werden, daß Werte, die mit physikalisch oder chemisch unterschiedlichen Methoden gewonnen werden, auch (innerhalb der Toleranzen) zu vergleichbaren und reproduzierbaren Ergebnissen führen!

Es können inzwischen auch mit vernünftigen Aufwand Teilentladungen, Kapazitäten, $\tan \delta$ der Durchführungen, die direkte Messung des Wassergehaltes in der Zellulose (FDS), die Kontrolle der mechanischen Integrität (FRA) ermittelt werden.

Ein weitere interessante Messung ist die des $\tan \delta$ mit niedriger Frequenz, was eine Aussage über den relativen Alterungszustand ergibt.

Zusammengefaßt kann gesagt werden, daß heute die Möglichkeit zuverlässige und belastbare Daten zu gewinnen mit vertretbarem Aufwand möglich ist. Es sei nur angemerkt, daß die Messung keine Diagnostik und schon gar keine Lösung des Problems darstellt. Wenn die Messung nicht auf geeignete Weise zur Diagnose verwendet wird und daraus keine Aktion zur Verbesserung folgt, kann man sich das Ganze sicherlich sparen.

4. DATEN, DIE GEMESSEN WERDEN SOLLTEN UND DIE DAZU GEHÖRIGE DIAGNOSTIK

Da es hier insbesondere um die Alterungsdiagnose geht, soll auf das Thema Fehlerkennung hier nicht weiter eingegangen werden.

a) Öl Daten - besser gesagt, Daten, die über das Öl zu gewinnen sind:

- Säure
- Grenzflächenspannung
- $\tan \delta$
- Durchschlagsspannung
- Wassergehalt. (über rel. Feuchte z.B. Vaisala Sonde)
- Farbe
- Schlamm
 - a. DGA Daten
- Sauerstoff
- Stickstoff
- CO
- CO₂
- Wasserstoff
- Die übrigen Fehlergase
- Furane

b) Sonstige Daten aus FDS, FRA usw. bei Bedarf.

Es ist typisch, daß gealterte verfeuchtete Transformatoren auch einen relativ hohen Teilentladungspegel haben, was sich auch entsprechend in der DGA ausdrückt.

Aus O₂, CO, CO₂ kann auf die Alterungsgeschwindigkeit geschlossen werden, d.h. niedrige O₂ mit hohem CO₂ und CO deuten auf einen beschleunigten Verfall hin, meistens zeigt sich auch eine relativ hohe Säure.

Meistens, aber nicht unbedingt, geht das mit einem hohen Wassergehalt einher. Manchmal wurde mit diversen Trocknermethoden das Wasser schon beseitigt, der Verfall wird dadurch allein aber nicht nachhaltig gestoppt.

Zeigt sich eine im Verhältnis zum Wassergehalt niedrige U_d, ist das schon das Zeichen beginnender Auflösung der Zellulose. Hier ist dringendes Eingreifen angesagt oder aber manchmal leider schon alles zu spät!

Schlamm und hohe Säure gehen ebenfalls meist mit hohen Furanwerten einher.

Bild 6 Tabelle Typische Werte

Wassergehalt % in Zellulose	NZ	Ud ist/soll	O2 Gehalt ppm	Furane mg	Ergebnis%
<1	<0,03	1/1	>20000	-.....	90-100
<2	<0,05	~1/1	<20000	<1-2	70-80
>2/.....	<0,1/.....	<1/1/.....	10-15000/.....	>2/.....	60-80
>2,5	<0,5	<<1/1	<<10000	<5	30-50
>5	>0,5	<0,5	<<10000	>5	<20

Zu obigem Bild: Hier sind Anhaltswerte gegeben, die man aus den Messungen gewinnen und berücksichtigen kann. Es müssen immer alle Werte betrachtet werden. Es ist unzulässig nur einen Wert für sich allein zu betrachten, da dieser falsch gemessen sein kann, anderen Einflußfaktoren unterworfen ist usw. Nur eine Gesamtwertung der Situation erlaubt eine belastbare Beurteilung auf Grund derer ja dann wieder u.U. kostenintensive Entscheidungen getroffen werden müssen - oder noch schlimmer - unterlassen werden, was oft noch viel teurer kommt.

Aus den nun zur Verfügung stehenden Daten kann der Trafo in das Raster der sechs Kategorien zwischen neuwertig und tot eingeordnet werden.

Solange noch eine konservierbare Substanz festgestellt wird, kann diese dann auch entsprechend der Investitionsplanung des Anwenders konserviert, d.h. betriebsfähig erhalten werden.

5. KONSERVIERUNG

Folgende Maßnahmen dienen der Aktivteilkonservierung:

a. Ölregeneration (Fullerung)

Mit geeigneten modernen Anlagen werden nicht nur die Alterungsprodukte aus dem Öl sondern auch aus dem Trafo herausgebracht. Der Sauerstoffverbrauch als Indikator für die Verfallsgeschwindigkeit geht dann auch deutlich zurück.

b. Aktive Gaskonditionierung:

Durch permanente (oder semipermanente) Gaskonditionierung, d.h. Reduktion des gesättigten Wertes auf 20-30% wird das Dielektrikum homogenisiert und der Sauerstoff so weit vermindert, daß die Oxydationsvorgänge praktisch zum Erliegen kommen. Trotzdem bleibt ein bewertbarer Gasrest, der über die Stickstoffreferenz auch mit der Historie nahtlos verglichen werden kann (sofern diese belastbar erhoben wurde).

Transformator	Resultat	DP	O2 Verbrauch	Cp	Säure	DGA	Partikel	Anm.
1*								Konservierung sofort
2*								Konservierung sofort
3								Daten unvollständig
4								Daten unvollständig
5								
6**								Keine Substanz
7								
8								
9								Schneller Verfall
10								Schneller Verfall
11								Schneller Verfall
13								
Farb code	Substanz		Datenbewertung					
	Hoch		Gut					
	Reduziert		Erste Anzeichen					
	Stark reduziert		Behandlung notwendig					
	Substanz vorhanden		Behandlung dringend					
	Substanz unterschritten		Kontrollierter Auslaufbetrieb					

Bild 7 typische Auswertematrix und Kategorien mit Handlungsvorschlägen

c. Entwässerung

Die Entwässerung kann kontinuierlich meist in Kombination mit der Gaskonditionierung erfolgen, es sind natürlich auch andere Methoden denkbar.

d. Partikelfilterung

Das geht üblicherweise in Kombination mit 5,3 oder meist auch 5,4

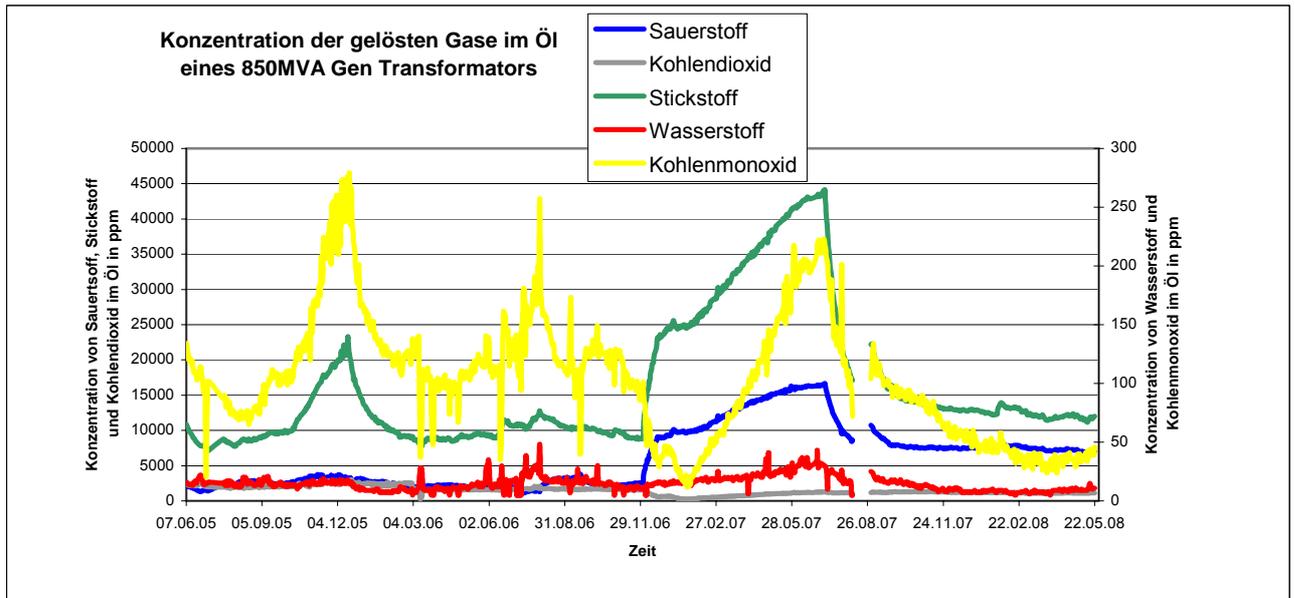


Bild 8: Gaskonditionierung und Regeneration

Im obigen Bild wird die Wirkung der verschiedenen Maßnahmen deutlich. Bis Ende 2006 wurde die mit Gaskonditionierung gefahren, bei der Rücksättigung zwischen 9/05 und 4/06 zeigt sich ein heftiger Sauerstoffverbrauch (kein Anstieg O₂ CO überdimensional angestiegen). Nach der Regeneration 06/07 geht Sauerstoffverbrauch entscheidend zurück, nach Wiedereinschalten der Gaskonditionierung gehen H₂ und CO deutlich unter das vorige Niveau O₂ bleibt höher als zuvor, d.h. die Abbauprozesse wurden radikal reduziert. Unter diesen Umständen bleibt die Restsubstanz dieses Transformators über sehr lange Zeit (über 10 Jahre) stabil.

Bild 9 TransCond



Dieses Bild zeigt eine Maschine, die diese Aufgaben übernimmt.

Die unproblematische Installation auch bei Trafo in Betrieb und die Vermeidung jeglicher Eingriffe am Trafo ermöglichen schnelles und wirksames Eingreifen mit minimalem Aufwand.

e. andere Möglichkeiten

Es besteht auch die Möglichkeit der passiven Verfahren, z.B. bei der Gaskonditionierung durch Luftabschlüsse im Ausdehner oder entsprechender Veränderung der Öl oder Luftwege zwischen Kessel und Ausdehner.

Beispiele: OxyBan



Matron G3B

Prototyp der G3B-Installation

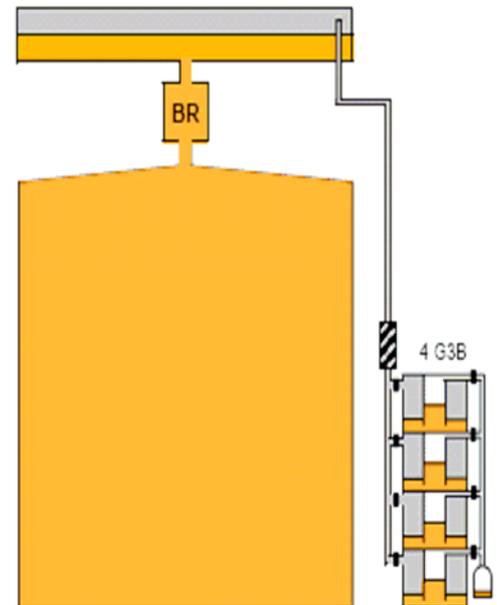
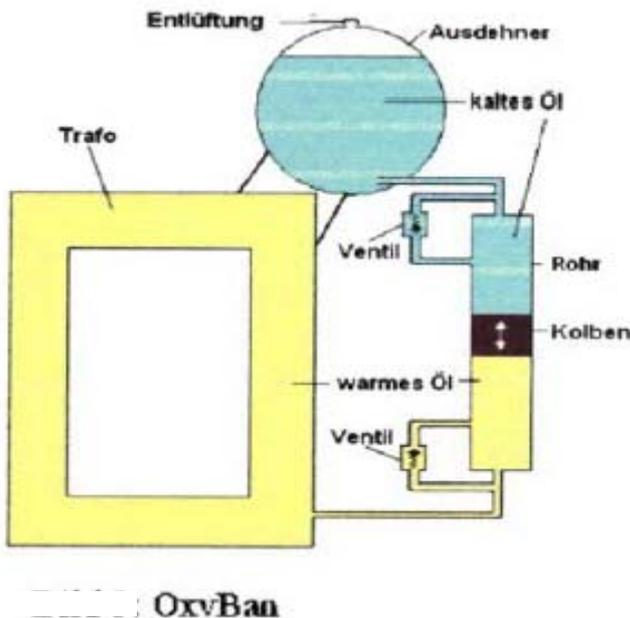


Bild 10 Diverse Verfahren

Es werden derzeit drei Verfahren angeboten, um eine Nachhermetisierung zu erzielen, aber den mittelfristig teuren und störanfälligen Hydrokompensator zu vermeiden.

Das älteste ist das „Trafoseal“ von Altmann, das aber zumindest bei pumpengekühlten Transformatoren wegen der unklaren Medientrennung nicht korrekt arbeitet. OyxBan vermeidet dies, indem der Floatkolben eine eindeutige Medientrennung und Diffusionssperre liefert.

Das ganz neu vorgestellte G3B von Gatron stellt einen Atmungspuffer dar. Er kann jedoch nur bei voller Sättigung des Systems betrieben werden, da die Diffusion zur Atmosphäre weiter besteht. Ein Vergleich der drei Möglichkeiten wird nach weiteren Messungen noch geliefert.

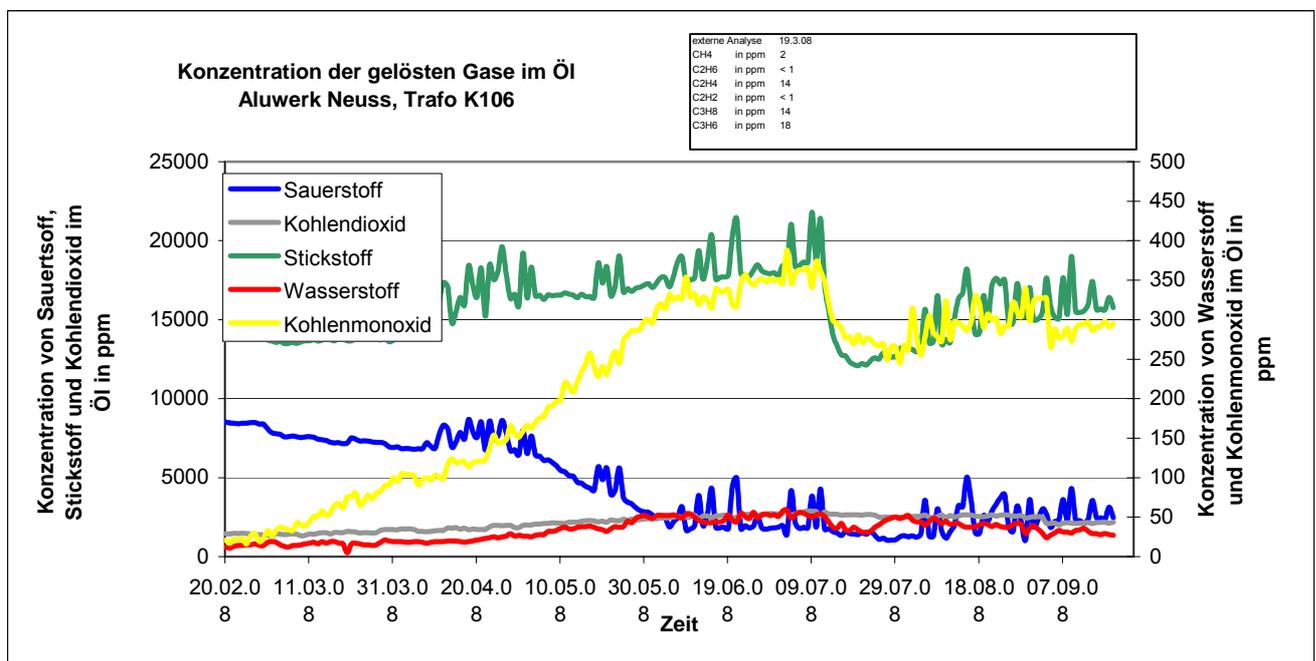


Bild 11 Online Messung OxyBan

Auch wenn durch Lastschwankungen Frischöl aus dem Ausdehner eingetragen wird, geht der Sauerstoffgehalt nach Zuschalten des Oxybans Ende 04/08 zurück, da durch die wirksame Diffusionssperre nur noch wenig Sauerstoff eingetragen werden kann. Die Rücksättigung verläuft nur unbedeutend schneller, als bei einem Hydrokompensator. Das System kann als hinreichend dicht bezeichnet werden und liefert so den Nachweis seiner Brauchbarkeit.

Achtung!

Was nicht zielführend bzw. kontraproduktiv ist:

- Regelmäßige Behandlung mit Ölaufbereitungsanlage (wie manchmal als Wartung empfohlen). Der Effekt ist höchstens kosmetischer Natur, bei jeder Behandlung gehen leichtere Ölfractionen verloren und durch die notwendige Überhitzung beim Prozeß auch Ölqualität.
- Einsatz der Ölregeneration als Aktivteiltrocknung. Das geht schon in den Bereich des Betruges, wenn das von den Dienstleistern so angeboten wird.

Zusammenfassend ist zu sagen, um die optimierte Lösung in jedem Fall einzusetzen ist die jeweilige Methode und das Vorgehen bei der Konservierung vom jeweiligen Fall abhängig und im Vorfeld eine entsprechende Analyse und Ausarbeitung notwendig (siehe DTC TPM).

Natürlich kann auch hier nur sinnvoll vorgegangen werden, wenn eine zuverlässige und reproduzierbare Messtechnik angewendet wird. Leider wird hier in vielen Fällen nach der Methode gearbeitet "machen wir irgend was, wird schon was helfen", z.B. Einsatz passiver Trockner, unabhängig davon, ob überhaupt eine Verfeuchtung vorliegt.

Mit solchem Vorgehen wird einerseits kein erkennbares Ergebnis erzielt, andererseits aber auch der ganze Prozeß diskreditiert und der Schluß gezogen, daß die Konservierung als solche ohne rechenbares Ergebnis geblieben ist.

6. BEISPIELE

6.1 Population eines Aluminiumwerkes 36 Transformatoren

Alterstruktur über 30 Jahre	17 Transformatoren
über 20	10
unter 10	7

Leistung MVA /Spannung KV 18/30, 36/30, 150/220/30/6/0,6

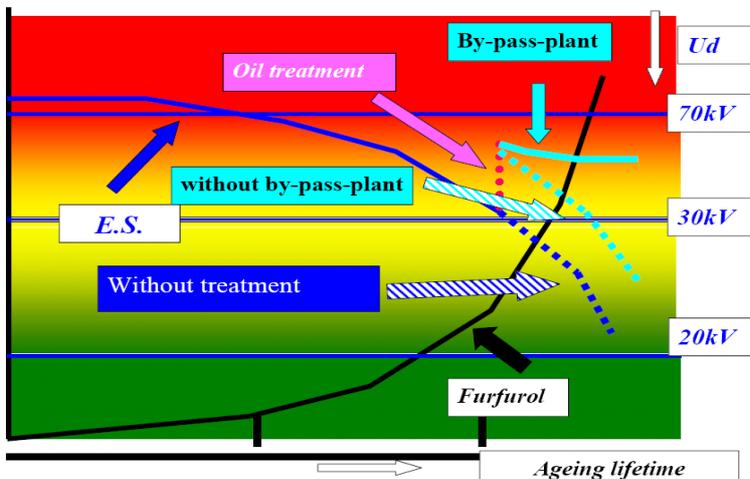
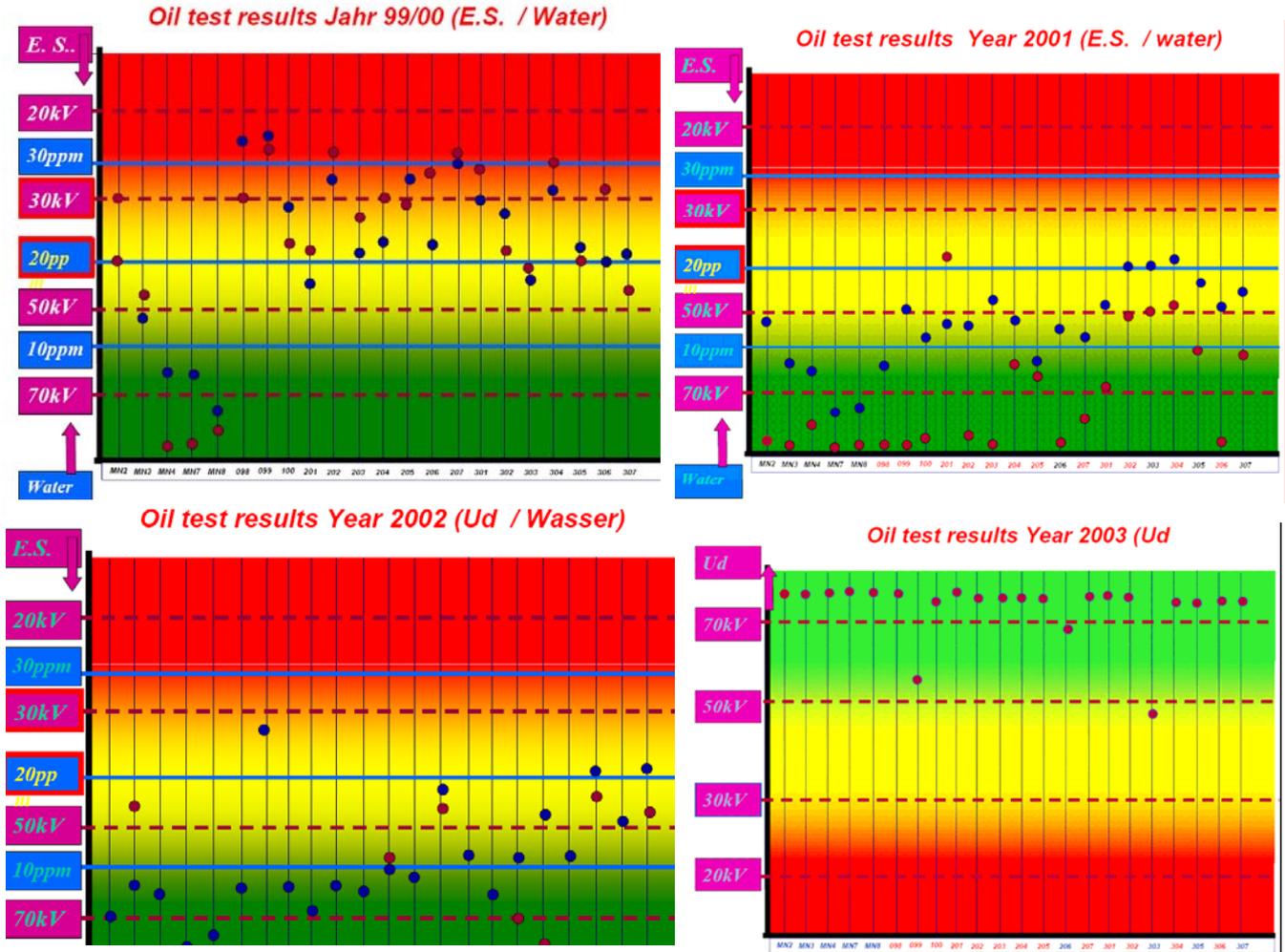
Ergebnisse in Zusammenfassung:

Bei dieser Population wurde zum Teil spät, jedoch nicht zu spät eingegriffen. Einige der ältesten, aber nicht zuletzt auch der 20-jährigen Transformatoren wurden im Jahr 1999 als stark gealtert und nicht mehr betriebstüchtig erkannt. Einerseits kam der Ersatz der Transformatoren nicht in Betracht, andererseits wurde jedoch auch eine noch konservierbare Restsubstanz vermutet.

Man hatte zunächst verschiedene Versuche mit passiven Trocknern, Ölwechsel und ähnlichen herkömmlichen Mitteln gemacht. Eine wirkliche Verbesserung der Situation konnte nicht erreicht werden. Erst der Einsatz der kombinierten Trocknung mit Gaskonditionierung erreicht schließlich das Ziel die Restsubstanz soweit zu stabilisieren, daß zunächst wieder zulässige und betriebssichere Verhältnisse hergestellt werden konnten und ein weiterer Verfall weitgehend unterbunden werden konnte.

Erst im Jahr 2008 werden nun zwei der am weitesten heruntergewirtschafteten Transformatoren ersetzt. Die übrigen sind noch auf unabsehbare Zeit in Betrieb. Es ergaben sich so noch Laufzeiten über 10 Jahre nach der Feststellung, daß ein zulässiger Betrieb unter normalen Umständen und ohne kurzfristigen Tausch der Trafos eine Weiterführung des Betriebes nicht mehr möglich gewesen wäre. Es konnten Restsubstanzen um 40% noch über 10 Jahre ohne erkennbaren weiteren Abbau erhalten werden und auch noch mindesten 5 Jahre, nach weiteren Maßnahmen, sicher bis 10 Jahr länger erhalten werden können.

Getroffene Maßnahmen: Einsatz von Trocknung, Teilentgasung (unter Einschluß der <10 Jahre alten Trafos) im Verhältnis zunächst 1 Maschine/3 Trafos, jetzt 1/1,8. Die ältesten Transformatoren bleiben jetzt dauerhaft in Konditionierung. Bei Transformatoren, die 0,1 mgKOH/kg erreichen wird eine Regeneration gefahren



Ergebnis:

Die Restsubstanz der Transformatoren hat sich bis heute bei der Linie "By-pass-plant" gehalten

6.2 Alu Werk in Frankreich

Alterstruktur - Einheitlich 14 Jahre im Jahr 2004

Anordnung - Das Werk hat 8 Sätze Regeltrafo 78 MVA/220/55kv und je ein Gleichrichtertrafo 78MVA 55/0,6 kV

Schon bei einem ersten Besuch im Jahr 2000 wurde uns mitgeteilt, daß es in allen Transformatoren Probleme mit zu hohen Temperaturen und Wassergehalten gebe. Da das aber als Problem des Trafisherstellers gesehen wurde, wurde versucht das Problem über die Gerichte zu lösen.

Die von uns vorgeschlagenen Maßnahmen wurden vom Trafolieferanten abgelehnt. Man unterzog die Trafos verschiedenen Verfahren, darunter wohl auch Langzeitvakuum/Hitze Behandlung. Mit dem Ergebnis, daß zwar die Wassergehalte von deutlich über 4% auf ca 2,5% abgesenkt wurden, jedoch die Substanz der Trafos dabei so stark beschädigt wurde, daß im Jahr 2004, als man uns zuzog, keine wirklich verwertbare Substanz geblieben war.

Im Jahr 2005 begann man die Population komplett zu wechseln.

Beispielhaft sei ein Auszug aus der DGA, der das Problem deutlich macht:

Extrem niedrige O₂ Werte, außer bei der letzten Messung, die ohne Zweifel fehlerhaft ist, hohe CO₂ Werte.

Trotz wiederholter Eingriffe durch vollentgasende Trocknungen und Behandlungen steigen auch die Furanwerte schnell an.

TG12

OXYDE DE CARBONE CO	ppm	1008,7	849,1	582,2	433,5	101,6
OXYGENE O ₂		6347	6138	3742	12256	1162
AZOTE N ₂	ppm	84233	81393	83603	77474	23853
DIOXYDE DE CARBONE CO ₂		9120	4836	4196	1633	571

TG16

OXYDE DE CARBONE CO	ppm	196,1	134,2	244,1	483,7	609,4
OXYGENE O ₂		20028	19615	18408	3140	7132
AZOTE N ₂	ppm	94382	76063	74880	69993	68427
DIOXYDE DE CARBONE CO ₂		4709	4628	5213	6639	5474

TG11

OXYDE DE CARBONE CO	ppm	482,5	686,8	408,8	16,8	608,8
OXYGENE O2	ppm	6370	6227	13917	14752	5854
AZOTE N2		83306	79698	82146	47047	69658
DIOXYDE DE CARBONE CO2		4834	2488	1274	118	4089

TG 13

OXYDE DE CARBONE CO	ppm	823,4	669,4	540,1	298,8	13,2
OXYGENE O2	ppm	5738	14451	10366	13904	12477
AZOTE N2		78628	97847	80924	76207	38114
DIOXYDE DE CARBONE CO2		5877	3433	2363	957	107

Die Unterlagen über die Regelteile wurden uns nicht zugänglich gemacht, jedoch wurden diese ebenfalls getauscht. (sic!)

Ergebnis - Natürlich bestanden hier wesentlich schlechtere Vorbedingungen als im deutschen Werk, da die Transformatoren offensichtlich mit Designfehlern behaftet waren (innere Kühlung). Man erreichte immer wieder Temperaturen im Öl gegen 90°C, trotz einer moderaten Umgebungstemperatur. Ein konsequentes Vorgehen durch Verbesserung der äußeren Kühlung, frühzeitiger Einsatz echter Konservierung und anderer Maßnahmen hätte sicher eine Einsatzverlängerung um mindesten 5 bis 10 Jahre typisch gebracht.

Es wurden im Jahr 2004 12 Mio Euro für neue Trafos investiert, für max. 10 % der Summe wäre eine konsequente Konservierung im ganzen Werk zu haben gewesen. Rechnet man mit 5% Zins, wäre allein die Nicht-Ausgabe der 12 Mio in zwei Jahren amortisiert gewesen. Ab dem dritten Jahr hätte man 600 000 Euro im Jahr verdient! Das heißt Konservativ gerechnet 3x 0,6 Mio = 1,8 Mio in der Kasse!

Es sei nur angemerkt, daß einer der neuen Trafos auch gleich nach der Inbetriebnahme ausgefallen ist, auch das muß als Risiko bei einem Ersatz mitberechnet werden!

6.3 Alu Plant Griechenland

15 Sätze Regeltrafo/Gleichrichter 15 kV

Vorgeschichte: Man hatte dem Betreiber als regelmäßige Wartung empfohlen jeden Trafo einmal im Jahr mit der Ölaufbereitung zu behandeln.

Ergebnis: Wassergehalte bis 5% in der Cellulose und stark reduzierte Substanz. Ein Trafosatz (13) war nicht mehr zu retten.

Es wurde folgender Behandlungsplan mit Regeneration und 7 Konditionierungsanlagen erstellt:

Treatment Plan 7 units Treatment systems										
Transformer	Further treatm.	Quart1/05	Quart2/05	Quart3/05	Quart4/05	Quart1/06	Quart2/06	Quart3/06	Quart4/06	Quart1/07
GR1	Regeneration									
GR2	Regeneration									
GR3	Regeneration				x				x	
GR4	Regeneration									
GR5	Regeneration									
GR6	Regeneration									
GR7	Regeneration									
GR8	Regeneration									
GR9	Regeneration									
GR10	Regeneration	x							x	
GR11									x	
GR12		x			x				x	
GR13										
GR14	Regeneration									
GR15	Regeneration									
					x					
							The actual change must be adjusted in line with the newest DGA values			
Color code		Unit Nr								
			1	existing						
			2	existing						
			3	Del. in 12/04						
			4	Del. in 1 quart 05						
			5	Del. in 1 quart 05						
			6	Del in 1 quart 05						
			7	Del. In 1 quart 05						

6.4 Heizkraftwerk

Die Aufgabe, die hier bestand, war den Betrieb des Werkes bis mindesten 2012 zu sichern, aber auch dann noch hinreichend Substanz zu konservieren, damit das Werk auch darüber hinaus bei Bedarf betriebsfähig bleibt.

Auf Basis der vorliegenden Daten wurde folgende erste Auswertung erstellt:

Trafo	Resultat	DP	O2 Verbr.	Cp *	NZ	DGA	Partikel	Anmerkung
1								Dauerhafte Konservierung
2								
3								
4								CP/Ud auffällig
5								
E-Filter								CP/Ud auffällig
6								CP/Ud auffällig
Farbkenn- nung	Reststandfestigke- it		Einzelbewertun- g der Daten					
	Hoch/gut		Gut					
	Reduziert		auffällig					
	stark reduziert		Eingriff nötig					
	noch vorhanden		Eingriff dringend					
	sehr gering		Auslaufbetrieb					
	keine Angabe							
Cp*	Wassergehalt in Zellulose							

Daraus entstand folgender Ablaufplan:

BehandlungsplanHKW						
Trafo	Sonst. Behan-	Quart2/06	Quart3/06	Quart4/06	Quart1/07	Quart2/07
1	Regeneration					
2	Regeneration					
3	Regeneration					
4						
5						
E-Filter						
6	Regeneration					
	Betreuung	erfolgen				
					x	
Umsetzungen			2	2		1
Farbkennung		System				
		System 1				
		system 2				

Daemisch Transformer Consult

Das heißt, daß unter Verwendung der Up To Date –Techniken auch den aktuellen Anforderungen Rechnung getragen werden kann. Es ist möglich auch stark überalterte Populationen so zu konservieren und zu managen, daß die

Randbedingungen von Investitionsmitteln, Lieferzeiten und wirtschaftlichem Vorgehen auch mit einer vertretbaren Betriebs- und Versorgungssicherheit optimal miteinander kombiniert werden können, ohne inakzeptable Abläufe und Zustände hinnehmen zu müssen.

Es sind die Instrumente vorhanden, auch Nichttechnikern verständlich zu machen, daß mit maßvollem Aufwand ein zuverlässiger Betrieb möglich ist und somit die finanziellen, aber auch politischen Risiken geordnet und nachvollziehbar gemeistert werden können. Spektakuläre Ausfälle sind weitgehend vermeidbar und bei der entsprechenden vorausschauenden Vorgehensweise zu lösen.

Ein neuer und sehr bedenklicher Aspekt ist das deutlich erhöhte Ausfallrisiko neuer Transformatoren. Auffällig ist besonders, daß die innere Kühlung in vielen Fällen nicht korrekt ausgelegt ist und so zu Ausfällen unter 5 Jahren führt. Auch von diesem Aspekt her, ist die konsequente Konservierung der Altsubstanzen angesagt!

DTC hat nun über 15 Jahre einen Vorsprung an Know how entwickelt und auch frühzeitig die alten Geleise des letzten Jahrtausends verlassen, um den Betreibern bei der Lösung der Aufgaben des 21. Jahrhunderts zu helfen.

Wir freuen uns auf Ihre Fragen.

September 08
Georg Daemisch