

Überwachung des Zustands von Turbinenöl

Technischer Schulungsleitfaden



Energy lives here™

Einführung

Moderne Dampf- und Gasturbinen stellen hohe Anforderungen an den Schmierstoff. Höhere Temperaturen in den Lagern, kleinere Öltanks mit kürzerer Verweildauer des Öls im Tank und Lackbildung sind kritische Faktoren. Öl sorgt für einen zuverlässigen Turbinenbetrieb. Deshalb ist eine intensive Überwachung des Ölzustands erforderlich, um einen langen, reibungslosen Betrieb sicherzustellen.

Abbau des Turbinenöls

Vier Hauptursachen sind für den Abbau von Turbinenölen während des Turbinenbetriebs verantwortlich:

- Oxidation. Öle oxidieren während des Betriebs, wenn sie mit dem Sauerstoff aus der Luft in Berührung kommen. Die Oxidation beschränkt sich nicht ausschließlich auf die Verweildauer des Öls im Tank, im Öl dispergierte Luftblasen tragen zur Oxidation bei. Hohe Turbinentemperaturen und eine kurze Verweildauer des Öls im Tank beschleunigen die Oxidation.
- Thermischer Abbau. Das Öl kann in der Turbine Temperaturen ausgesetzt sein, die zu chemischen Veränderungen des Grundöls und der Additive führen. Als Folge dieser Reaktion entstehen Verbindungen, die sich im Öl nicht gut lösen. Diese lagern sich im Ölsystem ab und die Ablagerungen können im ungünstigsten Fall zum Ausfall der Anlage führen.
- Verunreinigungen. Turbinenöle können durch Verunreinigungen verschiedener Art betroffen sein. Dazu zählen Wasser (insbesondere bei Dampfturbinen), Staub und andere Fremdstoffe, Spülmittel oder angesammelte Verunreinigungen wie z. B. Partikel aus Metallverschleiß.

Keine dieser Verunreinigungen sind eine direkte Folge des Ölabbaus, dennoch tragen sie zu einer Verschlechterung des Ölzustands bei. Verschleißmetalle wie Kupfer, Eisen und Blei sind Oxidationskatalysatoren. Wasser (insbesondere chemisch behandeltes Wasser) kann sich negativ auf Eigenschaften wie Schaumneigung und Wasserabscheidevermögen auswirken. Übermäßige Schaumneigung kann zu einer verzögerten Reaktion der Hydrauliksteuerung, Kavitation in Pumpen und Lagern sowie zu Sicherheitsproblemen führen, wenn der Schaum aus dem Tank überläuft und den Boden verschmutzt.

- Abnahme von Additiven. Eine teilweise Abnahme der Additive ist normal und zu erwarten. Antioxidations-Additive werden verbraucht, während sie ihre Funktion erfüllen. Demulgatoren tragen dazu bei, Wasser aus dem Öl zu entfernen. Bei übermäßigem Wasseranfall können die Demulgatoren jedoch selbst ausgespült werden. Additive zur Verhinderung von Schaumbildung können durch sehr feine Filter entfernt werden oder sich zusammenballen, wenn das Öl über einen längeren Zeitraum nicht zirkuliert.

Diese Faktoren sollten über die gesamte Lebensdauer des Turbinenöls regelmäßig überwacht werden. Folgende Prüfverfahren werden häufig für die Überwachung von Turbinenöl im Betrieb angewendet. Sie lassen sich in drei verschiedene Kategorien unterteilen: Prüfung der physikalischen und chemischen Eigenschaften, Kontaminationsmessungen sowie Prüfung der Leistungseigenschaften.

Technischer Schulungsleitfaden

Prüfung der physikalischen und chemischen Eigenschaften

Viskosität (ASTM D445)

Die Viskosität ist die wichtigste Eigenschaft jedes Schmierstoffs. Sie ist ein Maß für die Zähflüssigkeit eines Öls bei vorgegebener Temperatur, z. B. gemäß ASTM D445 ermittelt. Deutliche Veränderungen der Viskosität eines Turbinenöls weisen normalerweise auf eine Vermischung mit Fremdöl hin. Es kann vorkommen, dass die Viskosität als Folge übermäßiger Oxidation ansteigt. Thermisches Cracken des Grundöls (durch übermäßige Wärmebelastung) kann zu einer Verringerung der Viskosität führen.

Die Ergebnisse dieser Prüfmethode werden in mm^2/s bei 40 °C angegeben. Der typische Bereich der Ergebnisse sollte bei ± 5 Prozent der Viskosität des Frischöls liegen.

Gesamtsäurezahl (ASTM D974)

Die Gesamtsäurezahl (TAN) ist die Maßzahl für den Säuregehalt des Öls. Die Messung erfolgt durch Titration des Öls mit einer Base (KOH). Dabei wird die Menge dieser Base, die zur Neutralisierung der im Öl enthaltenen Säure erforderlich ist, bestimmt. Das Ergebnis wird in mg KOH/g des zu prüfenden Öls angegeben.

ASTM D4378 (In Service Monitoring of Mineral Turbine Oils for Steam and Gas Turbines; Überwachung von mineralischen Turbinenölen für Dampf- und Gasturbinen während des Betriebs) empfiehlt als Grenzwert einen TAN-Anstieg von $0,3$ bis $0,4\text{ mg KOH/g}$ bezogen auf den Wert des Frischöls. Signifikante Veränderungen der Säurezahl sollte auf den Grund gegangen werden, da Säuren im Öl zur Korrosion der Lageroberflächen und somit zu irreparablen Schäden führen können.

Wichtig für eine sinnvolle Beurteilung der TAN-Werte ist nicht eine einmalige Messung, sondern deren Trendentwicklung.

Oxidationsstabilität im Rotationsdruckbehälter (ASTM D2272)

Der im Rotationsdruckbehälter durchgeführte Oxidationstest (Rotary Pressure Vessel Oxidation Test – RPVOT, ehemals als RBOT bezeichnet) bestimmt den Oxidationsschutz im Öl. Dazu wird das zu untersuchende Öl mit Wasser und einem Kupferkatalysator in einen Druckbehälter gefüllt. Der Druckbehälter wird mit Sauerstoff beaufschlagt, dicht verschlossen und in einem 150 °C heißen Ölbad zur Rotation gebracht. Gemessen wird die Zeit, die das Öl benötigt, um mit dem Sauerstoff zu reagieren und das Ergebnis (der RPVOT-Wert) des Prüfverfahrens in Minuten angegeben.

Gemäß ASTM D4378 werden 25% des RPVOT-Wertes des Frischöls als Untergrenze für das Gebrauchtöl angesehen. Erreicht das Gebrauchtöl diesen Wert und steigt zugleich der TAN-Wert, sollte gemäß ASTM D4378 ein Ölwechsel durchgeführt werden.

Kontaminationsmessungen

Wassergehalt – (visuell und ASTM D1744)

Turbinenöle können durch Wasser aus verschiedenen Quellen verunreinigt werden. Dazu zählen u. a. Kondenswasser aus der Luft und leckende Wärmetauscher. Bei Dampfturbinen können Stopfbuchsen oder Dampfköpfe Leckagen aufweisen.

Turbinenöle sollten täglich auf ihren Wassergehalt überprüft werden. Die Ölprobe sollte klar und hell sein. Eine trübe oder nicht durchsichtige Probe kann auf das Vorhandensein von Wasser hinweisen.

Ob das Turbinenöl Wasser enthält, kann mit einem Schnelltest (Spratzprobe) im Labor untersucht werden. Eine genauere Bestimmung des Wassergehalts erfolgt durch Titration nach dem Karl-Fischer-Verfahren (ASTM D1744). Das Ergebnis wird in % oder ppm (parts per Million) angegeben. Laut ASTM D4378 liegt die kritische Grenze für Wasser im Turbinenöl bei 1000 ppm oder $0,1\%$. Bestimmte Anlagenhersteller haben jedoch schon eine kritische Grenze von 500 ppm festgelegt.

Prüfung des Metallgehaltes durch induktiv gekoppeltes Plasma (ICP)

Metallkonzentration im Turbinenöl kann ein Indikator für Verschleiß, Veränderungen des Anlagenbetriebs oder potenzielle Verunreinigungen sein. Beachten Sie dabei jedoch, dass mithilfe dieses Prüfverfahrens nur sehr kleine Metallpartikel erkannt werden, normalerweise unter einer Größe von $8\text{ }\mu\text{m}$.

Es gibt für Turbinenöle keine spezifische Grenze für die Metallgehalte. Bei diesem Prüfverfahren ist die Trendentwicklung der Metallkonzentration ein wesentlicher Gesichtspunkt.

Technischer Schulungsleitfaden

Bewertung durch Ultrazentrifugieren

Beim Ultrazentrifugieren werden fein verteilte oder suspendierte Partikel im Öl erfasst. Eine Probe des zu untersuchenden Öls wird 30 Minuten lang bei einer Drehzahl von 17.500 U/min zentrifugiert. Nach Ablauf dieser Zeit wird das Teströhrchen entleert und die im Teströhrchen verbleibenden Ablagerungen werden anhand des in Abbildung 1 gezeigten Standards bewertet.

Dieser Test wird in erster Linie zur Früherkennung von Ablagerungsvorstufen im Öl angewendet. Die Testergebnisse werden auf einer Skala von 1 bis 8 festgehalten, wobei 8 für die größte Menge verbleibender Ablagerungen steht. Ein Ergebnis von 4 bis 6 weist darauf hin, dass das verwendete Öl in der Anlage potenziell zu Ablagerungen neigt mit negativer Auswirkung auf die Leistung.

Partikelzählung (ISO 4406)

Bei der Partikelzählung nach ISO 4406 werden sowohl harte, abrasive Partikel als auch weiche, klebrige Partikel erfasst. Beide Partikelarten können den kontinuierlichen Betrieb einer Anlage erheblich stören. Die Partikelzählung nach ISO 4406 erfolgt mit einem automatischen Partikelzähler und sieht eine Klassifizierung der Partikel in drei Größenklassen vor:

1. Partikel, die gleich oder größer 4 Microns sind ($\geq 4 \mu\text{m}$)
2. Partikel, die gleich oder größer 6 Microns sind ($\geq 6 \mu\text{m}$)
3. Partikel, die gleich oder größer 14 Microns sind ($\geq 14 \mu\text{m}$)

Die Anzahl der Partikel wird pro 1 ml Flüssigkeit gezählt und in Reinheitsklassen angegeben (in Tabelle 1 sind die Reinheitsklassen in den Spalten Anzahl der Partikel pro ml aufgeführt). Den Reinheitsklassen sind Ordnungszahlen (in Tabelle 1 Spalte Ordnungszahlen) zugeordnet. Das Ergebnis einer Partikelzählung wird mit Hilfe der Ordnungszahlen dargestellt, beginnend mit der Ordnungszahl für die Partikel der Größe $\geq 4 \mu\text{m}$.

Ein typisches Ergebnis würde folgendermaßen aussehen: 18/16/13, wobei 18 bedeutet, dass 1.300 bis 2.500 Partikel pro ml eine Größe von $\geq 4 \mu\text{m}$ haben, 320 bis 640 Partikel pro ml eine Größe von $\geq 6 \mu\text{m}$ haben und 40 bis 80 Partikel pro ml eine Größe von $\geq 14 \mu\text{m}$ haben (siehe Tabelle 1).

Die Ergebnisse der Partikelzählung können u. a. beeinflusst werden durch die Vorbereitung der Ölprobe, die Ölformulierung, eine mögliche Verunreinigungen des Behälters für die Probenahme sowie den Standort und die Methode der Probenahme. Darüber

hinaus kommen auch unterschiedliche Apparaturen zur Partikelzählung zum Einsatz.

Es ist darauf zu achten, dass die für die Partikelzählung eingesetzten Proben repräsentativ und einheitlich sind. Die Ergebnisse der Partikelzählung dienen lediglich zur relativen Ermittlung der Verunreinigung. Für diesen Test existiert keine ASTM-Norm. Letztendlich ist die Partikelzählung ein guter Anhaltspunkt für die Sauberkeit des gesamten Systems. Anlagenhersteller geben bestimmte Richtlinien für Frisch- und Gebrauchtöle vor, aber normalerweise ist ein ISO-Reinheitscode von 18/15/13 oder niedriger ein akzeptables Ergebnis.

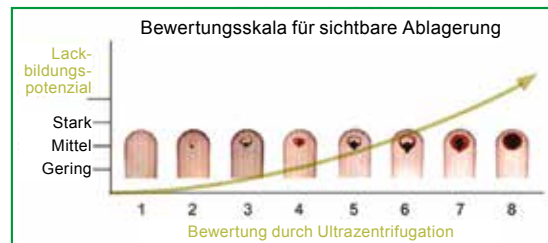


Abbildung 1

Ordnungszahlen	Anzahl der Partikel pro ml	
	Größer als	bis zu & einschließlich
24	80.000	160.000
23	40.000	80.000
22	20.000	40.000
21	10.000	20.000
20	5.000	10.000
19	2.500	5.000
18	1.300	2.500
17	640	1.300
16	320	640
15	160	320
14	80	160
13	40	80
12	20	40
11	10	20
10	5	10
9	2,5	5
8	1,3	2,5
7	0,64	1,3
6	0,32	0,64
5	0,16	0,32
4	0,08	0,16
3	0,04	0,08
2	0,02	0,04
1	0,01	0,02
0	0,005	0,01
00	0,0025	0,005

Tabelle 1: ISO-Reinheitsklassifizierung auf Grundlage der Partikelzählung

Technischer Schulungsleitfaden

Kolorimetrische Analyse (Farbmessung)

Bei der kolorimetrischen Analyse werden die unlöslichen Bestandteile des Turbinenöls ermittelt. Diese können häufig zu lackförmigen Ablagerungen führen. Bei dieser Prüfmethode wird die Schmierstoffprobe mit einem speziellen chemischen Gemisch behandelt, das unlösliche Nebenprodukte isoliert und agglomeriert. Diese Nebenprodukte werden dabei in einem Filter gesammelt. Das Farbspektrum der gesammelten Nebenprodukte wird daraufhin bewertet und abhängig von der Intensität der jeweiligen Farben oder Farbbereiche kann das Lackbildungspotenzial abgeleitet werden. Der Filter kann zur Bestimmung der Konzentration unlöslicher Nebenprodukte im Schmierstoff auch gewogen werden. In verschiedenen Laboratorien wird dieses Verfahren kommerziell unter Verwendung von Hausmethoden eingesetzt. In Abbildung 2 finden Sie ein Beispiel der kolorimetrischen Testergebnisse.



Abbildung 2

Prüfung der Leistungseigenschaften

Korrosionsschutz (ASTM D665 A und B)

ASTM D665A nutzt destilliertes Wasser und eine Testspindel aus Stahl bei 60 °C. Bei ASTM D665B wird synthetisches Meerwasser eingesetzt – dieses schärfere Testverfahren wird normalerweise nicht für Turbinenöle angewendet. Wird bei dem Prüfverfahren Rost auf der Testspindel aus Stahl erkannt, gilt der Test als nicht bestanden. Ist das der Fall, weist dies auf fehlenden Rostschutz hin.

Demulgiervermögen (ASTM D1401)

Das Demulgiervermögen ist ein Maß für die Fähigkeit des Öls, sich vom Wasser zu separieren. Bei dieser Prüfmethode werden 40 ml des zu untersuchenden Öls und 40 ml destillierten Wassers per Rührer gemischt. Anschließend wird der Zeitraum bis zum vollständigen Separieren von Öl und Wasser aufgezeichnet. Alternativ werden nach 30 Minuten die Mengenverhältnisse von Öl, Wasser und Emulsion notiert. Laut ASTM ist keine kritische Grenze für das Demulgiervermögen angegeben, aber nach 30 Minuten kann ein Ergebnis von 15 ml oder mehr Emulsion als kritisch betrachtet werden. Verunreinigungen und das Alter des Öls wirken sich als Faktoren negativ auf das Demulgiervermögen aus.

Bei der Bewertung des Demulgiervermögens muss sorgfältig auf die Vorbereitung der Glasgefäße und die Qualität des verwendeten Wassers geachtet werden, da die Ergebnisse sonst verfälscht werden können.

Schaumneigung und -stabilität (D892, Sequenz I)

Etwas Schaum im Behälter ist normal. Übermäßige Schaumneigung ist in der Regel nicht ölbedingt. Sie weist auf mechanische Probleme innerhalb der Anlage hin, durch die eine zu hohe Luftmenge in das Öl eingetragen wird. Verunreinigungen und die Oxidation des Öls können sich ebenfalls negativ auf die Schaumneigung und -stabilität auswirken.

Übermäßige Schaumneigung kann zum Überlaufen des Tanks führen und für den Betrieb von Turbinen ein Sicherheits- und Sauberkeitsproblem sein.

ASTM D4378 gibt als Richtlinie für den Sequenz-I-Test 450 ml Schaumneigung und 10 ml Stabilität an.

Luftabscheidevermögen ASTM D3427, ISO 9120

Mit diesem Prüfverfahren (Impinger-Verfahren) wird das Luftabscheidevermögen (LAV) von im Öl dispergierten Luftblasen bestimmt. Das Verfahren wird u. a. für Dampfturbinenöle und Hydrauliköle angewendet. Dabei wird Luft unter Druck in das zu untersuchende Öl eingeblasen, sodass sich eine Luft-in-Öl-Dispersion bildet. Anschließend wird durch Dichteänderung der Luft-in-Öl-Dispersion die Zeit gemessen, die die dispergierte Luft benötigt, um aus dem Öl zu entweichen. Das Ergebnis wird in Minuten angegeben.

Dispergierte Luftblasen im Öl können zum sogenannten Microdieseling (Micro-Diesel-Effekt) führen. Dazu kommt es, wenn Luftblasen im Öl rasch und adiabatisch komprimiert werden.

Die Temperatur steigt dann lokal extrem stark an. Die großen Temperaturanstiege führen zum thermischen und oxidativen Abbau des Öls, was wiederum die Bildung von Ablagerungen zur Folge hat.



Technischer Schulungsleitfaden

Art und Weise, Ort und Zeitpunkt der Probenahme

Wo und wie eine Probennahme des Turbinenöls erfolgen sollte, ist nicht genormt. Der Ort der Probenahme hängt von den Informationen ab, die mithilfe der Ölanalyse gewonnen werden sollen. Liegt das Hauptaugenmerk beispielsweise auf den Verschleißmetallen, ist die Probenahme nach dem Filter keine gute Stelle, da die gewünschten Daten durch den Filtervorgang verloren gehen. In diesem Fall bietet sich die Probenahme vor den Filtern oder in der Rückleitung vom Lager an. Wenn in erster Linie Informationen zur Verunreinigung von Interesse sind, können vor und nach dem Filter entnommene Ölproben sinnvoll sein. Durch den Vergleich der ISO-Reinheitsklassen vor und nach dem Filter können Einblicke in die Effektivität des eingesetzten Filterverfahrens und das Ausmaß der eingetretenen Verunreinigung gewonnen werden. Für die allgemeine Prüfung empfiehlt sich in den meisten Fällen die Probenahme vor den Filtern.

Während es viele verschiedene Orte für die Probenahme gibt, bleibt bei der Art und Weise der Probenahme weniger Handlungsspielraum. Für repräsentative Ölproben muss sich die Anlage im Betrieb und auf Normaltemperatur befinden. Alternativ kann die Probenahme auch unmittelbar nach der Abschaltung erfolgen. Der Ort der Probenahme muss gereinigt

sein und die Probe darf erst nach hinreichendem Vorlauf genommen werden. Der Behälter für die Probenahme muss sauber und trocken sein. Die Etiketten auf den Probegefäßen sind richtig und vollständig auszufüllen und die Proben unverzüglich an das Labor zu schicken.

Durch Verzögerungen beim Versand der Proben können die Testergebnisse schwanken, insbesondere in Bezug auf unlösliche Bestandteile im Öl. Ein empfohlener Zeitplan für die Ölanalyse ist in Tabelle 2 zu finden.

Fazit

Der zuverlässige Betrieb einer Turbine und der zugehörigen Anlagen zur Stromerzeugung hängt vom Zustand und der Beschaffenheit des verwendeten Turbinenöls ab. Regelmäßige Ölanalysen und Zustandsüberwachungen tragen dazu bei, den optimalen Betriebszustand der Turbine zu erhalten. Im Rahmen der Ölanalyse sollten die grundlegenden Tests durchgeführt werden, die in diesem Dokument beschrieben sind, um die physikalischen und chemischen Eigenschaften, mögliche Verunreinigungsprobleme sowie die Leistungscharakteristik des Öls zu ermitteln. Weitere Hilfestellung zur Interpretation der mithilfe der Gebrauchtolanalyse gewonnenen Daten erhalten Betreiber beim Hersteller der Anlage.

Test	Dampf	Gas	Frischöl - Basiswerte	Häufigkeit - Gebrauchtolanalyse	Empfohlene Grenze
Viskosität - ASTM D445	X	X	X	Monatlich	+/- 5 % des Wertes von neuem Öl
Gesamtsäurezahl - ASTM D664	X	X	X	Monatlich	Vorsicht = 0,1 bis 0,2 mg KOH/g über Wert des Frischöls, Warnung = 0,3 bis 0,4 über Wert des neuen Öls und Überprüfung gegenüber RPVOT-Wert
RPVOT - ASTM D2272	X	X	X	Vierteljährlich	25 % des Wertes des neuen Öls; bei Annäherung an 25 % Testhäufigkeit erhöhen
Wassergehalt (sichtbar)	X	X	X	Täglich	Auf Trübheit prüfen
Wassergehalt - ASTM D1744	X	X	X	Monatlich	Größer als 0,1 % bei Dampfturbinen; größer als 0,05 % bei Gasturbinen
ISO Reinheitsklasse	X	X	X	Monatlich	Ziel 18/16/13 oder besser
Rosttest - ASTM D665 A	X	X	X	Nur bei Korrosionsproblemen	Bestanden
Schaum - ASTM D892, Seq I	X	X	X	Nur wenn Schaumbildung ein Problem darstellt	Seq. I übersteigt Neigung von 450, 10 ml Stabilität
Demulgiervermögen - ASTM D1401	X	X	X	Nur wenn Wasserabscheidevermögen ein Problem ist	15 ml Emulsion nach 30 Minuten
Ultrazentrifuge		X	X	Monatlich bis vierteljährlich	UC-Bewertung 4 bis 6
Lackbildungspotenzial		X	X (Nur Gasturbinen)	Monatlich bis vierteljährlich	Lackbildungspotenzial von 50 oder höher

Tabelle 2: Empfohlener Zeitplan für die Ölanalysen von Turbinensystemen

Technischer Schulungsleitfaden

Anhang 1 – Richtlinien für die Interpretation von Analysedaten

Leitfaden zur Interpretation von Analysedaten

Dieser Leitfaden dient nur zu Informationszwecken. Erfragen Sie spezielle Empfehlungen für Ihre Anlage immer beim Anlagenhersteller. Wir empfehlen, spezifische Korrekturmaßnahmen nur in Rücksprache mit dem Hersteller der Anlage und/oder Ihrem Lieferanten des Turbinenöls durchzuführen.

Viskosität: +/- 5 % des mm²/s-Werts bei 40 °C im Vergleich zum Frischöl

Niedrige Viskosität

- Öl mit niedrigerer Viskosität zum Nachfüllen verwendet
- Mechanische Scherung bei VI-verbesserten Ölen
- Verunreinigung durch Lösemittel
- Thermische Überbeanspruchung durch übermäßige Wärme (z. B. durch elektrische Tankheizung)
- Schlecht oder falsch etikettierte Probe

Hohe Viskosität

- Öl mit höherer Viskosität zum Nachfüllen verwendet
- Übermäßige Oxidation
- Hotspots im System
- Zu lange hinausgezögertes Ölwechselintervall
- Verunreinigung
- Schlecht oder falsch etikettierte Probe

Gesamtsäurezahl

- Steigende oder hohe Oxidation
- Falsches Öl
- Verunreinigung durch eine andere Flüssigkeit
- Testvariabilität

RPVOT

- Abnehmende RPVOT-Werte weisen auf den Verbrauch der Antioxidations-Additive im Öl hin
- Zunehmende RPVOT-Werte – (selten) können die Folge spezifischer Reaktionen der Ölformulierung sein
- Testvariabilität – normalerweise ein geringer Wert aufgrund eines Lecks im Druckbehälter

Wasser

- Kondensation aus der Luft
- Leckage des Ölkühlers
- Eindringen von Wasser
- Dampflecks
- Schlechtes Demulgiervermögen des Öls
- Einheit zur Ölaufbereitung funktioniert

nicht richtig

- Dunstabzug funktioniert nicht
- Falsche Probe (Bodenprobe)

Metalle

- Falsche Probe (Bodenprobe)
- Komponentenverschleiß
- Falsches Öl
- Dichtmittel
- Gewindebeschichtung
- Verunreinigungen
- Montageschmierstoffe

Ultrazentrifuge

- Ansammlung unlöslicher Bestandteile im Öl
- Falsche Probe
- Hinweis auf steigendes Potenzial zur Bildung von Ablagerungen

Partikelzählung

- Falsche Probe
- Filtrationseinheit funktioniert nicht richtig
- Unzureichende Verfahren zur Lagerung und Handhabung

Leitfaden zur Interpretation von Metallen

Gesamtsäurezahl

- Metallverunreinigungen und -additive können aus verschiedenen Quellen stammen.
 - Barium – Schmierstoffdetergens
 - Bor – Prozess-/Kühlwasseradditiv, Getriebeöladditiv
 - Kalzium – Schmierstoffdetergens, hartes Wasser
 - Magnesium – Schmierstoffdetergens, hartes Wasser, Prozess-/Kühlwasseradditiv
 - Molybdän – Friction Modifier für Schmierstoff; mögliches Legierungselement
 - Phosphor – Schmierstoffadditiv zum Verschleißschutz
 - Silizium – niedrige Mengen können Additive zur Verhinderung von Schaumbildung sein, große Mengen normalerweise Verunreinigungen von außen
 - Natrium – Schmierstoffdetergens, hartes Wasser, Prozess-/Kühlwasseradditiv
 - Zink – Schmierstoffadditiv zum Verschleißschutz, möglicherweise auch Verschleißmetall
- Verschleißmetalle
 - Aluminium – Anlagenkomponenten, Lager, Buchsen
 - Chrom – Lager, möglicherweise auch mit Eisen legiert
 - Kupfer – Lager, Buchsen
 - Eisen – Anlagenkomponenten
 - Blei – Lager
 - Mangan – normalerweise Teil einer Stahllegierung – geringe Mengen treten normalerweise in Verbindung mit sehr hohem Eisengehalt auf
 - Nickel – Lager, Anlagenkomponenten, möglicherweise legiert mit Eisen
 - Zinn – Lager, Buchsen – normalerweise in Verbindung mit Kupfer
 - Titan – Turbinenschaufeln

Technischer Schulungsleitfaden

Anhang 2 – ASTM- und OEM-Grenzwerte für Gebrauchtöl Tabelle

	ASTM D4378	Alstom – Gas und Dampf	GE - Gas	GE - Dampf	Solar	MHI - Dampf und Gas	Siemens/ Westinghouse
Quelle	ASTM D4378	HTGD901117	GEK 32568f	GEK 46506D	ES9-224	MS04-MA CL001 und CL002	K-8962-11
Viskosität bei 40 °C	+/- 5 % des neuen Öls	Übersteigt ISO VG-Klasse	25 bis 41	29,6 bis 36,3	+20 % oder -10 % des neuen Öls	26 bis 39	+/- 10 % des neuen Öls
TAN	0,3 bis 0,4 über neuem Öl	0,2 Anstieg über neuem Öl	0,4	0,5	max. 0,6 für Mineralöle; 0,8 für SHC	0,4 Zunahme über neuem	0,3 bis 0,4 über neuem Öl
RPVOT	< 25 %		< 25 % von neuem	> 50 Minuten	> 25 % von neuem Öl	> 25 % von ursprünglichem Wert	25 % von neuem Öl
Wasser	> 0,1 %	500 ppm		0,1 % max.	2.000 ppm max.		200 ppm max.
Flammpunkt - ASTM D92	-1 °C Rückgang von ursprünglichem Wert			191 °C minimal			
Rostschutz - ASTM D665	leichter Fehler bei D665A			Bestanden			
Reinheit		17/14		16/14	Abrupte Änderung		17/14 max.
Demulgiervermögen		30 Minuten max.					< 20 Minuten
Metalle		15-25 ppm; > 30 ppm Grenze					Trend/Rat
Luftabscheidung		8 Minuten für ISO VG 32			10 Minuten max. (Richtwert)		4 Minuten max.
Schaumbildung	Seq I übersteigt 450/10				Seq I - 300/10; Seq II - 300/10 (Richtwert)		Seq I - 400/10