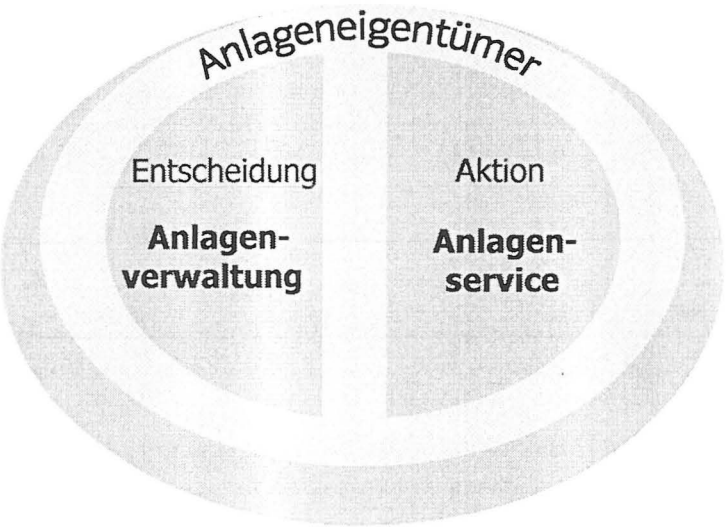
Betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte im Asset-Management im Zeitalter der Fusionen

M. Stach, E.ON Engineering Gelsenkirchen, MICAFIL Symposium 2002

1. Einleitung

Asset-Management ist die systematische Verwaltung von Eigentum mit dem Ziel des effektiven und optimierten Einsatzes von materiellem Vermögen. Die Verwaltung von Anlagen, wie hier am Beispiel für Transformatoren, ist das Bindeglied zwischen Anlageneigentümer und Dienstleister. Der Anlagenverwalter gibt somit Entscheidungshilfen für Investitionsvorhaben und Aktionen wie z.B. Servicedienstleistungen. Dieses klassische Asset-Managementmodell wird bei E.ON durch die Bildung der drei unabhängigen Gesellschaften E.ON-Engineering (Verwalter), E.ON-Anlagenservice (Service-Dienstleister) und die Kraftwerksgesellschaft (Eigentümer) dargestellt.



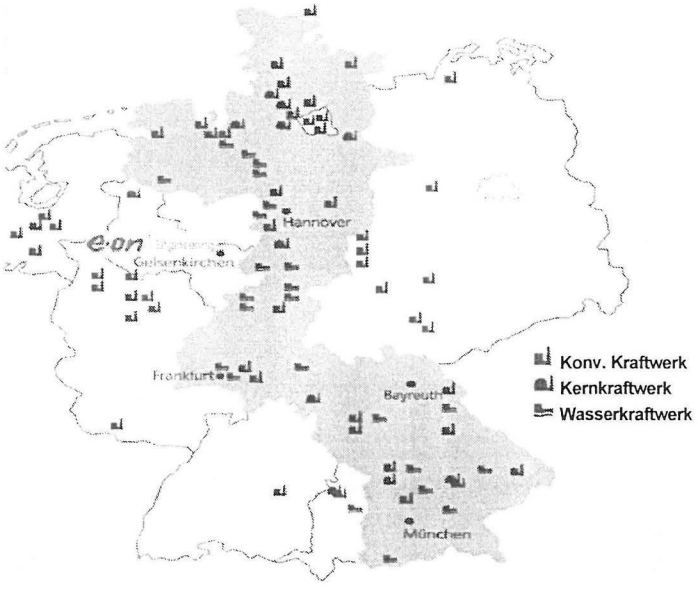
Die Schwierigkeiten bei der Erarbeitung der Entscheidungen liegen in der Komplexität der Zusammenhänge. Hierbei muß neben der Zustandserfassung und Bewertung der Transformatoren auch auf übergeordnete Einflußfaktoren wie deregulierter Markt und Erlöse, Brennstoff- und Personalkosten, Konzernstrategien und Stillegungsbeschlüsse, Verfügbarkeitsanforderungen und sich verändernde Restlaufzeiten, etc. geachtet werden. Maßgeblich für eine Entscheidung ist das Verhältnis von Kosten und Nutzen unter den jeweiligen Einflußfaktoren für den entsprechenden Einzelfall.

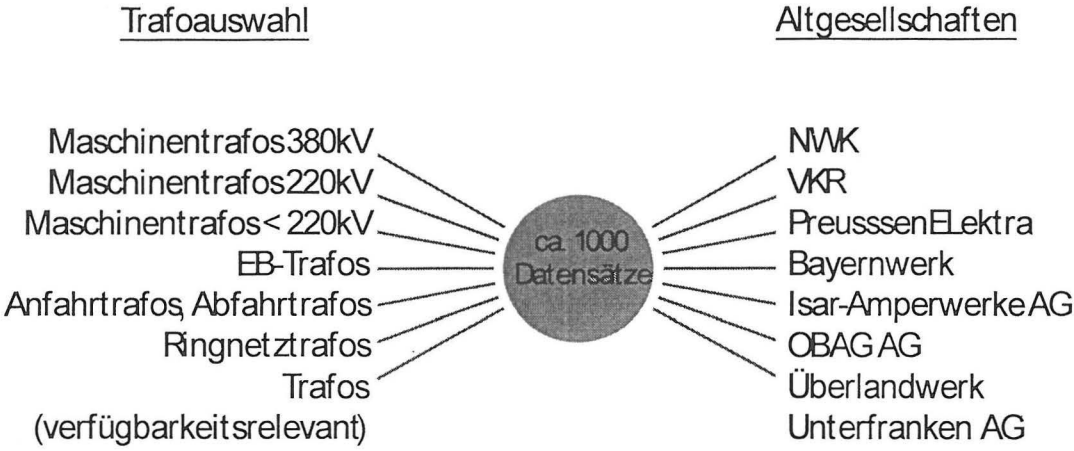
Der Erfolg der Anlagenverwaltung ist von der Qualität der Informationen über die Anlagen(Transformatoren) abhängig. Bestmögliche Investitionsentscheidungen können nicht ohne grundlegende Informationen über Alter, Zustand, Betriebsweise und Kosten getroffen werden. Hierfür ist der beidseitige kontinuierliche Informationsfluß zu den jeweiligen Betrieben erforderlich.

2. Datenerfassung / Herangehensweise

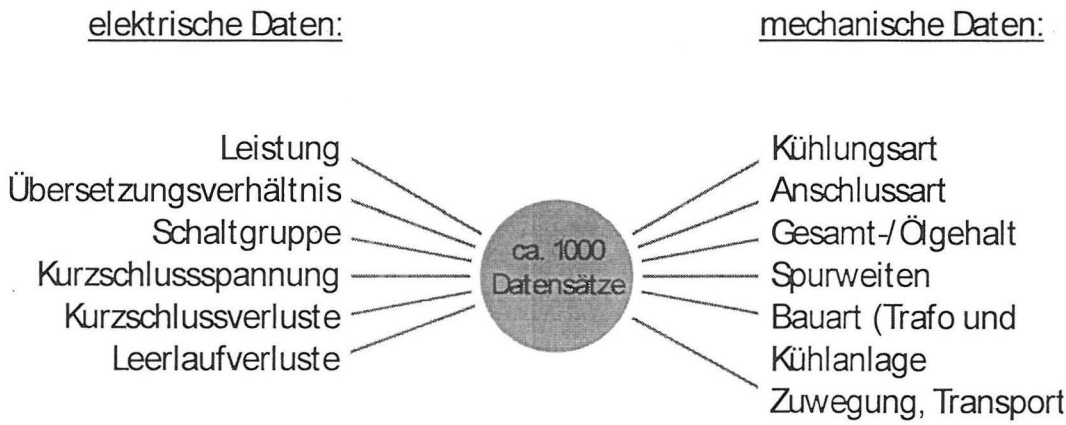
Die Basis für ein sinnvolles Asset-Management ist die gesicherte Kenntnis über den Anlagenbestand. Bei der großen Zahl von unternehmerischen Veränderungen in Form von Fusionen und Neustrukturierungen ist der vorhandene Datenbestand zum Teil unvollständig, veraltet oder nicht existent. Erschwerend hinzu kommt der oftmals mehrfache Wechsel von Zuständigkeiten und die allgemeine Reduzierung des Personalstandes. Die systematische Datenerfassung wird somit erforderlich.

Zunächst ist die Auswahl der Transformatoren zu definieren. In Bezug auf ähnliche Betriebsweisen, Bauarten und Funktionen wurden die Transformatoren der Kraftwerksgesellschaften betrachtet. Neben den Leistungstransformatoren wie z.B. Maschinen-, Eigenbedarfs- und Anfahrtransformatoren wurden auch verfügbarkeitsrelevante Transformatoren mit kleinerer Leistung wie z.B. Aggregatetransformatoren oder Erregertransformatoren erfaßt.





Um eine kostengünstige Datenerfassung realisieren zu können, wurden im ersten Ansatz ausgewählte elektrische und mechanische Transformatorendaten in tabellarischer Form von den jeweiligen Betrieben abgefragt. Für die E.ON Kraftwerke sind somit ca. eintausend Datensätze entstanden.



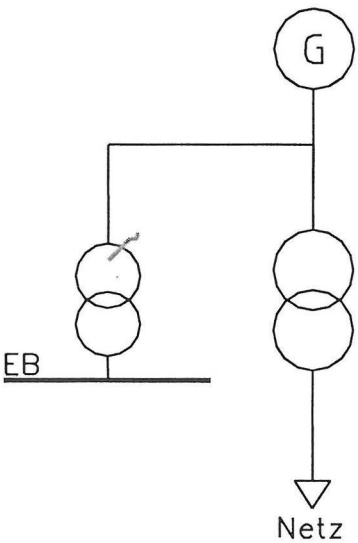
Ziel dieser Bestandsaufnahme war es, einen Überblick über den vorhandenen Transformatorenbestand zu bekommen und erste Informationen zu möglichen Austauschbarkeiten sowie Reservestrategien und Bestandsoptimierung zu erhalten.

Im Ergebnis kristallisierten sich schnell die Anlagenbestände der einzelnen Gesellschaften heraus. Diese sind , bis auf wenige Einzelfälle, in der Anlagenkonzeption bzw. Leistungsgröße der Kraftwerksgesellschaften begründet. So sind z.B. auf Grund unterschiedlicher Übersetzungsverhältnisse und Leistungsparameter kaum Austauschbarkeiten zwischen den Kernkraftwerkstransformatoren und denen der konventionellen und Wasserkraftwerken feststellbar.

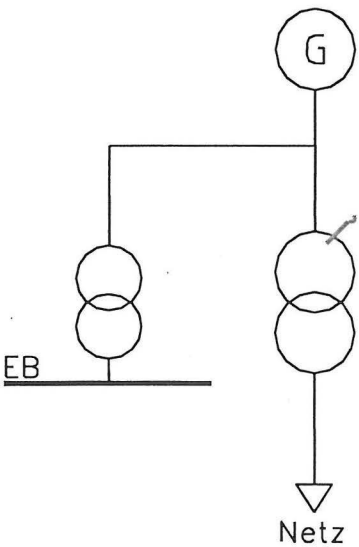
	Gesellschaft		
typische Merkmale	EKK	EKW	EWK
Leistung (MVA)	740 - 780	150 - 500	1,5 - 30
Spannung OS (kV)	380	380 / 220	10 -110
Spannung US (kV)	27	21 / 10,5	10,5 / 6,3

Daraus abgeleitet ist es sinnvoll, bei den weiteren detaillierten Bewertungen, die Transformatoren der einzelnen neugebildeten Kraftwerksgesellschaften zu betrachten. Für die konventionellen Kraftwerke ergaben sich somit ca. 400 Datensätze. Es zeigt sich, daß die verschiedenen Anlagenkonzepte wie z.B unterschiedliche Regelphilosophien etc. zu teilweisen Einschränkungen von Austauschbarkeiten führt.

NWK / PreussenElektra



VKR / Bayernwerk



Des weiteren müssen für eine optimale Reservestrategie auch Anschlußtechniken, Sekundärtechnik, Aufstellung und Bauart sowie Zuwegung und Transportmöglichkeiten betrachtet werden. Zu erwähnen ist hierzu die Problematik bei Schwertransporten größer 200 t und die Entwicklungen in der Schieneninfrastruktur (z.B. MORA C–Projekt der DB).

Um also dem Ziel der Bestandsoptimierung mit den Zusagen innerhalb der Reservestrategie gerecht zu werden, muß jede Maßnahme auf eventuelle k.o.-Kriterien abgeprüft werden. Standortbegehungen mit weitergehender Datenaufnahme ist somit erforderlich. Bei umfassender Informationslage ergibt

sich zusätzlich für einen eventuellen Störungsfall der außerordentliche Vorteil der schnellen Entscheidungen und somit eine reduzierte Ausfallzeit mit reduziertem entgangenen Gewinn.

3. Bestandsentwicklung

Durch den technischen Abgleich konnten zahlreiche Kompatibilitäten festgestellt werden. Dies wurde durch den deregulierten Markt stark begünstigt, da in Abhängigkeit von den Stillegungsbeschlüssen zu einzelnen Standorten zusätzliche Transformatoreneinheiten für Reservezwecke zur Verfügung standen. Der gleichermaßen durch die Marktentwicklung entstandene hohe Kostendruck und der sich ergebenden Budgetreduzierung konnte standgehalten werden. So wurden in den letzten drei Jahren die Transformatorenausfälle durch freie Reservekapazitäten ersetzt und keine Neuinvestition erforderlich. Im Gegensatz hierzu konnten zusätzlich vier Großtransformatoren verschrottet werden, wodurch nicht nur die laufenden Wartungs- und Instandhaltungskosten für die betroffenen Transformatoren wegfielen sondern auch die Wartungskosten der zugehörigen Fundamente, Ölabscheider und Rohrsysteme. Darüber hinaus konnten Transformatoren verkauft und vermietet werden. Die Entwicklung des Betreibers hin zum Lieferanten erzielte somit zusätzliche Erlöse.

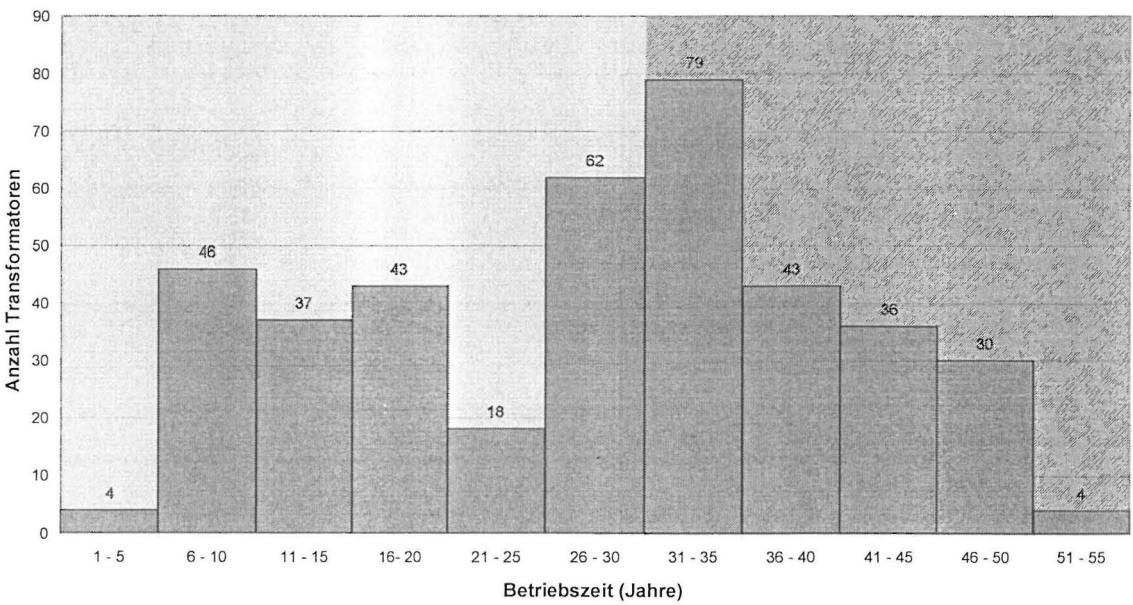
<u>Maßnahmen innerhalb der letzten drei Jahre</u>

keine Neubeschaffung	-	keine Kosten
4 Großreparaturen	-	Kosten
4 Verschrottungen	-	Erlöse
2 Verkauf	-	Erlöse
2 Vermietung	-	Erlöse

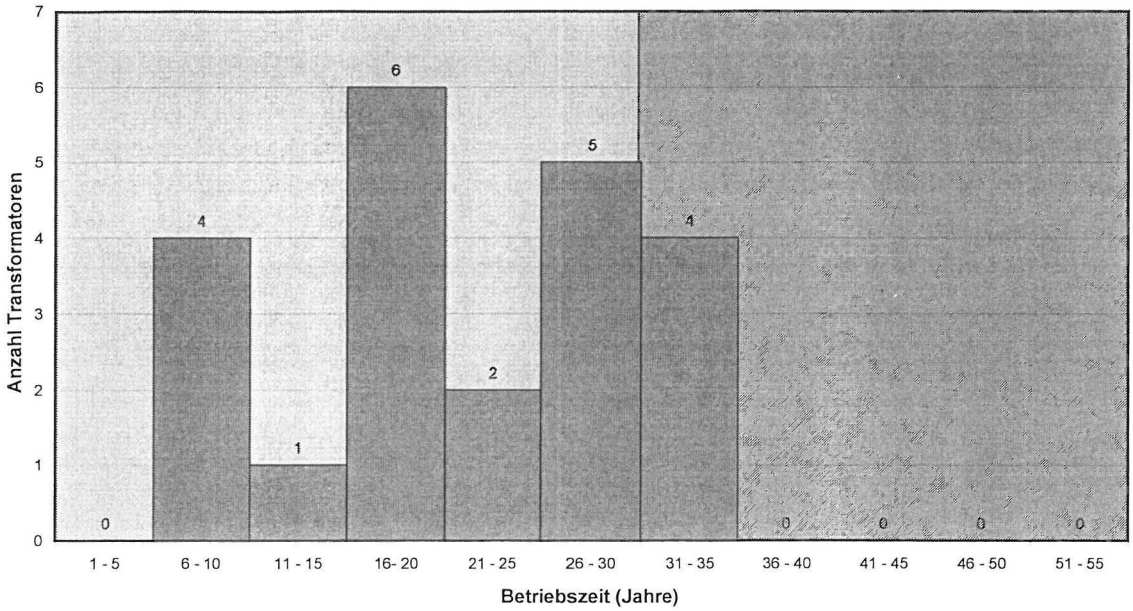
Diese Marktentwicklung mit dem hohen Kostendruck führt somit zwangsläufig zum Substanzverzehr. Das Abschöpfen von Mehrfachreserven bis auf „Einfachreserven“ wird zukünftig wieder direkt zu Ersatzinvestitionen führen. Darüber hinaus ist der Anlagenbestand immer mehr überaltert. Als Folge von den zwangsläufig angestiegenen Störfällen und den Vorkommnissen am 11.September 2001 sind bei den Maschinenversicherern entsprechende Reaktionen zu erwarten.

Ein weiterer Einfluß auf die Bestandsentwicklung zeichnet sich bei den teilweise großen Erhöhungen für die Restlaufzeiten ab. Hier werden Investitionen für Beschaffung und Service unausweichlich.

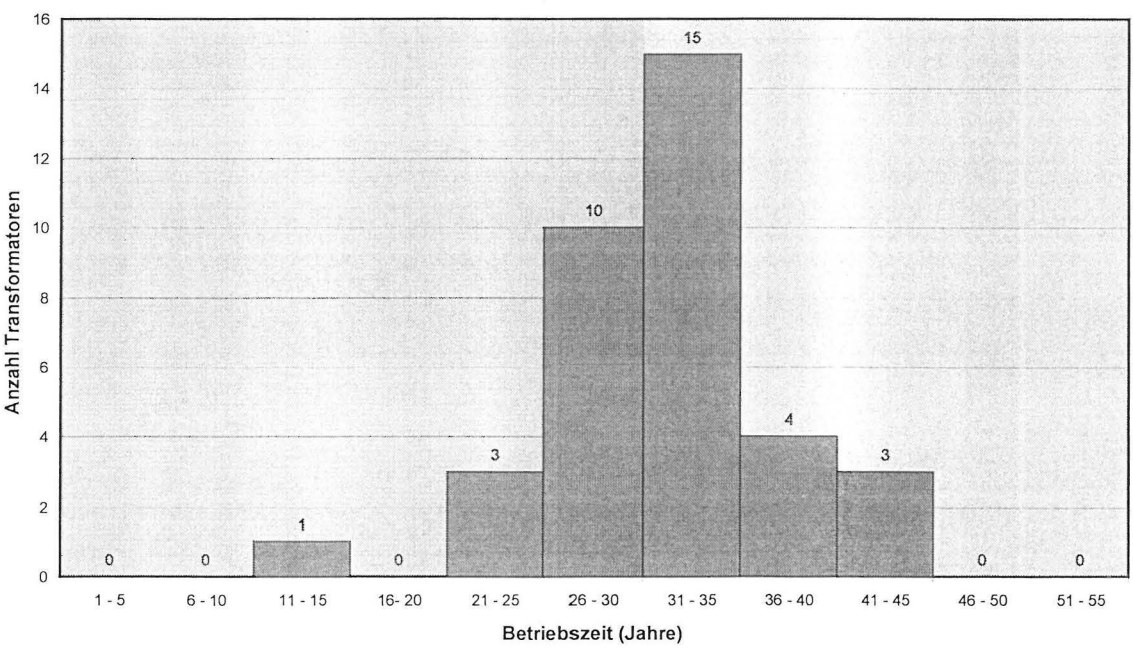
Transformatoren im Bereich E.ON Kraftwerke, Gesamtbestand



Maschinentransformatoren 380 kV im Bereich E.ON Kraftwerke



Maschinentransformatoren 220 kV im Bereich E.ON Kraftwerke



4. Verfügbarkeit / Zuverlässigkeit

Der Verfügbarkeitsanspruch von Kraftwerkstransformatoren ist außerordentlich hoch. Entgegen der Situation in den Versorgungsnetzen, können bei den Kraftwerkstransformatoren im Störungsfall in der Regel keine Umschaltungen realisiert werden. Ein Transformatorenausfall bedeutet die unverzügliche Unterbrechung der Energielieferung. Dieser Zustand mit anhaltenden Prozeßkosten und Ausfall der Erlöse ist äußerst verlustbringend und zeitkritisch. Hieraus ergibt sich der hohe Anspruch an die Zuverlässigkeit der Kraftwerkstransformatoren.

Die Betriebszuverlässigkeit von Transformatoren hängt neben dem Betriebsalter und der Betriebsweise von mehreren Faktoren ab, insbesondere der Qualität der technischen Auslegung, der eingesetzten Materialien, der Ausführung und Anzahl der Teile, die einer Abnutzung unterworfen sind.

Die Qualität der Auslegung und Ausführung wird durch die Erfahrung und Kompetenz des Herstellers beeinflußt. Dabei sind die Grenzleistungstransformatoren mit einer hohen elektrischen und thermischen Belastbarkeit kritischer zu betrachten als Standardtransformatoren. Die Spezifikation eines Transformators kann dessen spätere Zuverlässigkeit im Betrieb beeinflussen. Dies ist durch Vermeidung überhöhter technischer Anforderungen und durch Vorgabe umfassender Endprüfungen möglich. Die technischen Anforderungen erhöhen sich mit zunehmender Zahl der Wicklungen, der Umschaltbarkeit von Systemen und der Einstellbarkeit der Übersetzung, wogegen hohe Verlustbewertung, hohe Überlastfähigkeit oder niedrige Lautstärke erfahrungsgemäß keine Anforderungen darstellen, welche die Betriebszuverlässigkeit negativ beeinflussen.

5. Zustandsbewertung

Selbstverständlich sind für ein umfangreiches Asset-Management und somit der Vorbereitung von Investitions- und Serviceentscheidungen genaue Kenntnisse über die Lebenslaufdaten und Zustände der Transformatoren erforderlich. Der sinnvolle Umfang von Überwachung und Zustandsbewertung ist von dem

einzelnen Transformator abhängig. Neben Verfügbarkeitskriterien, Wirtschaftlichkeitsaspekten, Größe, Bauart und Betriebsalter ist auch die aktuelle Zustandsbewertung für den Umfang der Überwachung und Diagnosen maßgeblich.

Hierbei ist der intensive und kooperative Austausch zwischen der chemischen und elektrotechnischen Fakultät ein Garant für eine unter Verfügbarkeits- und Kostengesichtspunkten optimierte Betriebscharakteristik. Prinzipiell haben sich für die Zustandsbewertung folgende sich ergänzende Maßnahmen herausgestellt:

Bewährtes System

- Nullmessungen
- Erfassen von Meßgrößen (während des Betriebes)
- Diagnose (während des Betriebes)
- Diagnose (bei Betriebsunterbrechung)
- Online-Monitoring Systeme

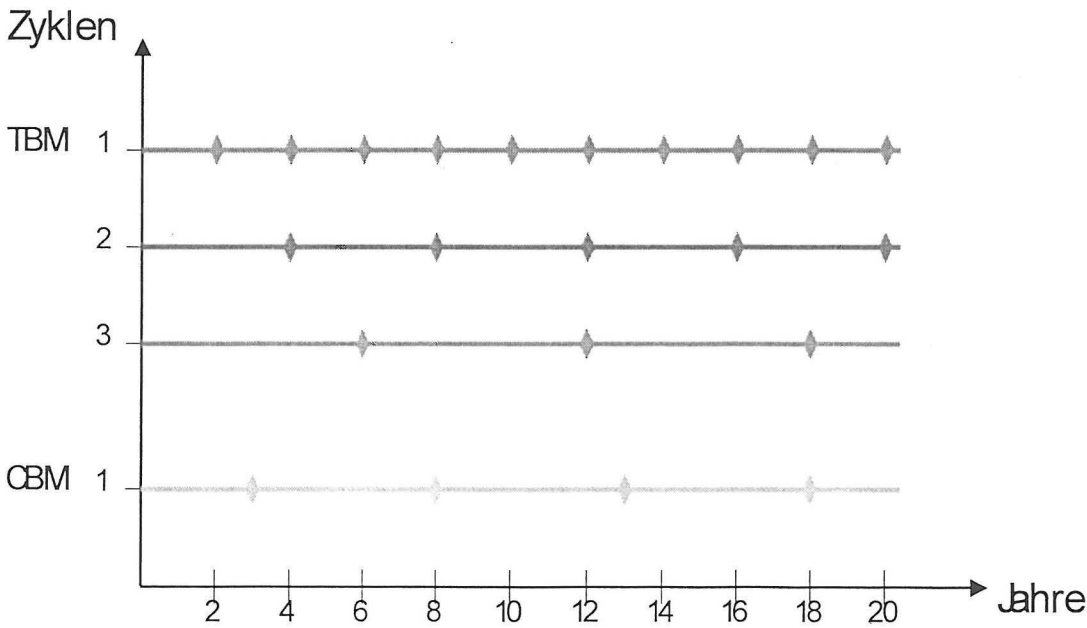
Neben der Erfassung von Meßgrößen während des Betriebes und der klassischen Ölanalytik hat sich als ein zusätzliches Diagnoseverfahren z.B. die Thermovisionsmessung bewährt.

Die Anwendung von modernen On-line-Monitoringsystemen ist bei der Neubeschaffung von Leistungstransformatoren obligatorisch. Die Nachrüstung an vorhandenen Transformatoren ist bei entsprechenden Rahmenbedingungen ebenfalls gerechtfertigt. Auch als mobile Ausführung für den Einsatz an verschiedenen Standorten können Monitoringsysteme wirtschaftlich vertretbar die erforderlichen Kenntnisse beschaffen.

Für eine aussagefähige Zustandsbewertung sind sowohl periodisch durchgeführte Analysen und Messungen als auch moderne On-line-Monitoringsysteme geeignet. Kenntnisse von mehreren verschiedenen Meßdaten oder Analyseergebnissen lassen eine bessere Bewertung zu als die von Einzelergebnissen. Gegenüber off-line Messungen haben on-line-Monitoringsysteme den Vorteil der zeitnahen umfassenderen Bewertung.

6. Asset-Service

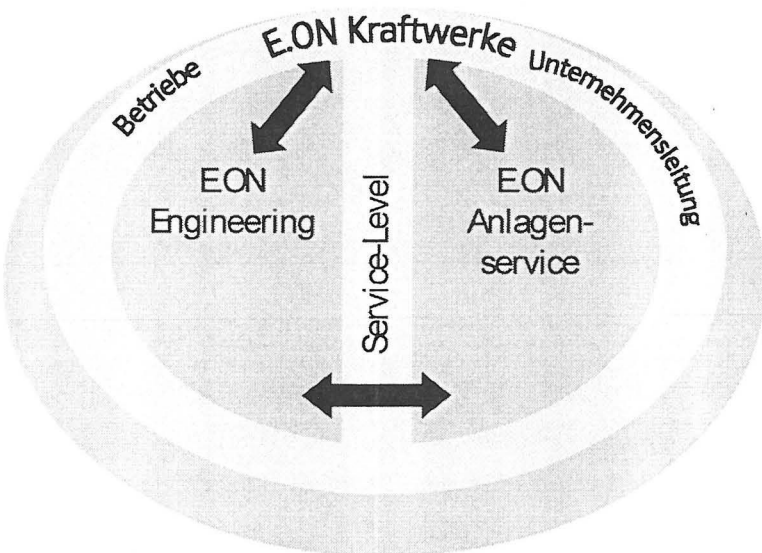
Der hohe Kostendruck durch den deregulierten Markt hat zwangsläufig auch direkten Einfluß auf den Umfang der laufenden Wartungs- und Instandhaltungs- und sonstiger Ertüchtigungsmaßnahmen. Insbesondere durch die Eigenverantwortlichkeit der einzelnen Kraftwerksbetriebe und der harten Wettbewerbssituation innerhalb der Gesellschaften wurden die Budgets für Servicedienstleistungen zum Teil stark reduziert. Neben dem Einfluß durch die Anlagenverwaltung entwickelten sich die laufenden Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen von der zeitlich-periodischen Instandhaltung (time-based-maintenance,TBM) hin zur zustandsorientierten Instandhaltung (condition-based-maintenance,CBM). Durch ein ausgewogenes Verhältnis von periodischen und zustandsorientierten Maßnahmen konnten Einsparpotentiale in Höhe von ca.25% der Instandhaltungskosten erzielt werden.



Hierbei wurden auch Erfahrungen hinsichtlich der Grenzen der Einsparmöglichkeiten gemacht. So führt z.B. eine zu große Entzerrung der periodischen Maßnahmen zur „ereignisorientierten Instandhaltung". Hierbei ist in der Regel unter Kostengesichtspunkten keine Wirtschaftlichkeit mehr zu erzielen.

7. Komplexität der Zusammenhänge

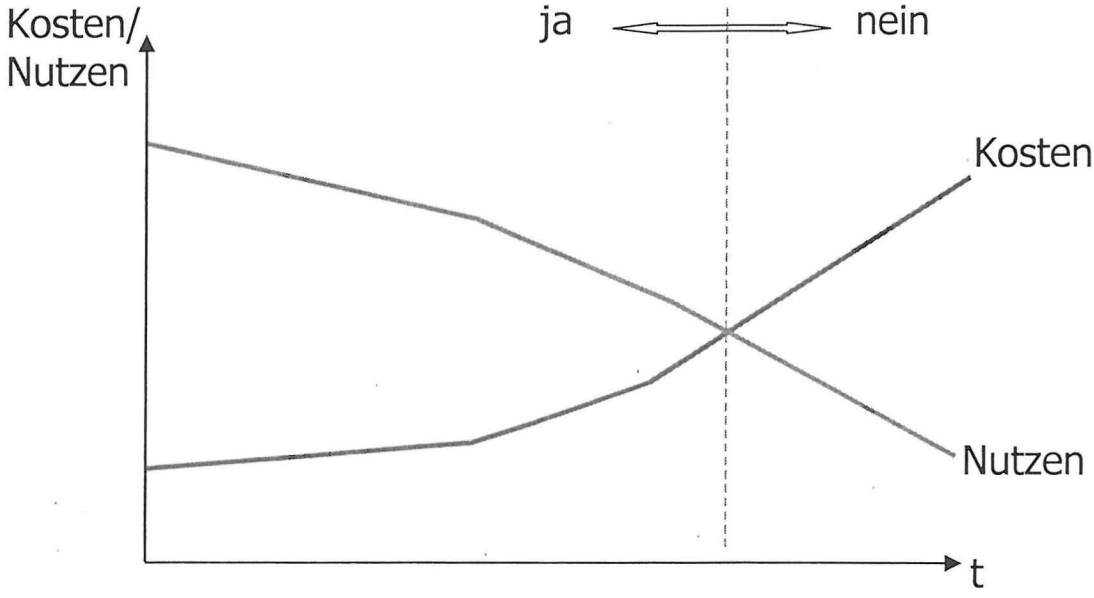
Für die Erarbeitung der jeweiligen optimalen strategischen Vorgehensweise sind also umfangreiche Aspekte zu berücksichtigen. In erster Linie ist das Erfassen und Zusammenfassen aller Informationen erforderlich.Über technische Daten, Betriebsdaten (Ereignisse), Rückinformationen vom Anlagenservice und selbstverständlich alle Erkenntnisse aus der Zustandsbewertung der Transformatoren, sind natürlich alle übergeordneten Einflußfaktoren zu bewerten und zu berücksichtigen. Dies sind neben den Konzernstrategien und der Marktentwicklung auch die jeweiligen Prozeßkosten und Entwicklungen als auch Risiko-Management-Betrachtungen. Entscheidend ist das Zusammenwirken der einzelnen Kompetenzen mit entsprechendem kow-how, eine reibungslose Kommunikation und die Abrufbarkeit und Darstellbarkeit aller Informationen.



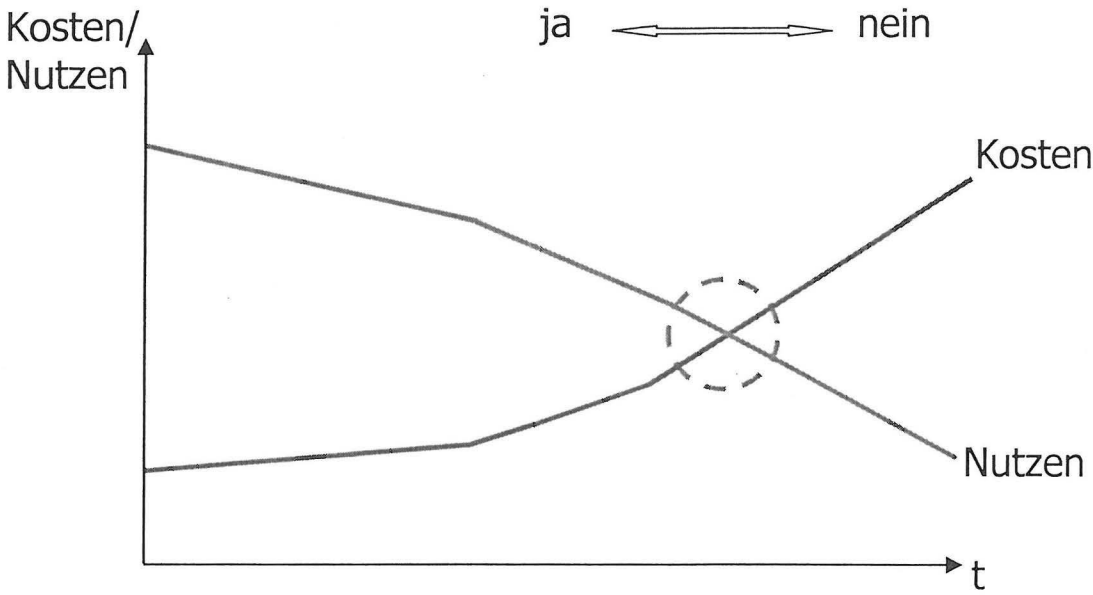
Neben der firmeninternen Datenzusammenstellung mittels Handaktensystem und Trafobucharchiv stehen Informationssysteme wie Analytikdatenbank, Anlagendatenbank und das SAP-System(Reserveteilhaltung) zur Verfügung. Darüber hinaus ist die ausgewogene Zusammenarbeit und Kommunikation mit den Transformatorenherstellern, Hochschulen und Fremddienstleistern wie Labore oder Spezialfirmen für Meßtechnik zweckmäßig.

8. Zusammenfassung

Die Schwierigkeit bei der Entscheidungsfindung innerhalb eines Asset-Management-Systems liegt in der Bewertung aller zusammengefaßten Informationen. Grundsätzlich ist immer das jeweilige Verhältnis von Kosten und Nutzen zu betrachten.



Die bei E.ON Engineering praktizierte Vorgehensweise innerhalb des klassischen Asset-Management-Modells hat sich für die Anlagenverwaltung als sehr positiv herausgestellt. Die systematische Erarbeitung von Trendentscheidungen ist verhältnismäßig aufwandsgering. Die konkrete Einzelentscheidung wird jedoch maßgeblich von dem betreffenden Betrieb und seinen Interessen beeinflußt. Die Erarbeitung des kritischen Entscheidungspunktes für den Einzelfall kann somit relativiert werden.



9. Literatur

[1] O.Apelt, Elektrischer Eigenbedarf, Energietechnik in Kraftwerken und Industrie, VDE-Verlag 1993

[2] R.Ertelt, M.Stach, Dr.H.Prenzel, Öl in Betrieb HDT November 2000

[3] V.Beckers,K.Engelbertz,RWENet, Anlagenmanagement im Netzgeschäft, ew Jg.00(2001), H21

[4] D.R.Scorah Asset Managementmodell und seine Anwendung bei EVU, ETZ Jg.99(2000),H22

[5] M.Stach, Erfahrungen mit Monitoringsystemen an Transformatoren VGB Potsdam 2001