

Zu einigen Aspekten eines herausgezögerten Austauschs eines Leistungstransformators

Dipl. Ing. Altmann

1. Einleitung.

Die gegenwärtige Situation in der Produktion und Verteilung elektrischer Energie ist stark von der verlaufenden Liberalisierung auf dem Gebiet des Energiemarktes beeinflusst. Der Druck der Konkurrenz und die Produktionskosten steigen und demzufolge sinkt potentiell der Gewinn der Gesellschaften, die sich auf dem Gebiet dieses Marktes bewegen.

Dieser Druck spiegelt sich zwangsweise auch in deren Verhalten wieder. Das natürliche Bestreben, auch unter diesen komplizierten Bedingungen den Gewinn zu erhalten, bzw. ihn zu erhöhen, führt dann sowohl bei den Produzenten, als auch bei den Distributoren elektrischer Energie, zu einem Druck auf Kostenreduzierung und Begrenzung von Investitionen.

Ein gegenwärtiger Betreiber sowohl von Distributions- als auch von Industrietransformatoren ist in keiner einfachen Lage. Seine Transformatoren sind üblicherweise älter als 30 Jahre und deren Typenschild-Lebensdauer ist also entweder bereits erschöpft, oder sie wird in einer relativ kurzer Zeit erschöpft sein, und die Maschinen sollten also durch neue ersetzt werden. Dazu fehlen jedoch meist die erforderlichen Mittel.

Zu den potentiellen Risiken und Randbedingungen, mit denen ein Betreiber gealterter Transformatoren arbeiten muss, können gerechnet werden:

- Änderungen des Zinssatzes, des Preises für elektrische Energie, und der Belastungsart der Transformatoren, sowie ähnliches,
- technische Aspekte von Transformatorausfällen,
- ökonomische Analysen der Einwirkung von Störungen, und deren Prävention,
- rechtliche Verantwortung und Versicherungsproblematik,
- ökologische Aspekte einer eventuellen Havarie der Maschine.

Der Bereich der Parameter, die der Betreiber bei der Lösung des Problems beurteilen muss, ob ein neuer Transformator zu kaufen ist, oder die Lebensdauer des bestehenden verlängert werden soll, ist augenscheinlich sehr breit, und in manchen Fällen auch schwer objektiv zu erfassen (wie z.B. kann man objektiv den Zinssatz, den Energiepreis, und die Belastungsart der Maschine in 5 oder 10 Jahren abschätzen?).

Der Manager, der im Rahmen seiner Pflichten dieses Problem lösen **muss**, überträgt notwendigerweise dieses Problem in die Ebene seiner **persönlichen** Verantwortung, da es klar ist, dass, falls er das anwachsende Problem nicht ausreichend seriös löst, er die Gefahr läuft, rechtlich zur Rechenschaft für eine Vernachlässigung seiner Pflichten gezogen zu werden.

Wenn er jedoch andererseits das Problem erhöhtes Risiko versus Alter der Maschine analysiert (oder analysieren lässt), sei es lediglich auf technisch – ökonomischer Basis, und anschliessend eine geeignete Lösung realisiert, die objektiv **in der Lage** ist, eine Verschlechterung des Transformatorzustands zu verhindern, minimalisiert er nicht nur das Risiko einer schwerwiegenden Havarie, sondern auch das Risiko sehr unangenehmer persönlicher Folgen.

Noch wichtiger ist natürlich die Ebene der **firma-internen** Verantwortung des Managers, d.h. die Maximalisierung des erreichbaren Profits der Firma, die von ihm geleitet wird.

Eine richtige technisch-ökonomische Analyse verfolgt dann exakt die Firmen-Interessen – sie ermöglicht nicht nur eine Minimalisierung des Risikos, sondern sie ermöglicht auch prinzipiell eine Maximalisierung des Ertrags, bzw. der Einsparungen.

2. Technisch-ökonomische Analyse eines Transformator-Austauschs

Die typische Vertretung einzelner Kategorien von Distributionstransformatoren in der Bundesrepublik Deutschland zeigt z.B. [L1], wo in diesem Zusammenhang auch eine Abschätzung des tatsächlichen Trends des Ersetzens älterer Maschinen enthalten ist. Der augenblickliche Wert der Reinvestitionen ist in etwa 1%, was bedeutet, dass man die Transformatoren etwa 100 Jahre betreiben müsste. Der Autor von [L1] geht dabei von der Annahme aus, dass die maximale Lebensdauer eines heutigen Distributions-Transformators 40 Jahre beträgt und der tatsächliche Bedarf an Reinvestitionen also 2,5%, oder besser mehr, sein sollte.

In diesem Zusammenhang ist es immer notwendig, eine möglichst genaue Antwort auf folgende zwei Grundfragen zu bekommen:

1. Hat es aus ökonomischer Sicht überhaupt einen Sinn, den gegebenen Transformator unter den bestehenden Bedingungen zu betreiben, oder muss er durch eine neue Maschine ersetzt werden?
2. Welchen Verlauf des Betriebsrisikos können wir bei dem gealterten Transformator erwarten, und auf welche Weise ist es möglich, dieses Risiko zu vermindern, und darüber hinaus noch Einsparungen zu erzielen?

Zum Beispiel, der in diesem Zusammenhang oft angewandte Wert der **Restlebensdauer des Transformators** ermöglicht uns zwar anscheinend sehr gut die aus einem hinausgezögerten Austausch der Maschine sich ergebenden potentiellen Einsparungen zu errechnen, aber er erfasst üblicherweise überhaupt nicht die durch die sog. Wannenkurve [L2] beschriebene Entwicklung der Wahrscheinlichkeit einer Störung mit der Zeit. Diese Kurve zeigt uns nämlich klar und eindeutig, dass die Wahrscheinlichkeit einer Havarie des Transformators am Ende der Restlebensdauer einer jeden Maschine stark ansteigt.

Dann ist jedoch die oft in den Jahresberichten enthaltene Behauptung – unsere Transformatoren sind in Ordnung, da deren durchschnittliche Anzahl von Störungen jährlich 3% beträgt, vollkommen irreführend. Der Manager behauptet nämlich a-priori, dass die gegenwärtige, aus der Vergangenheit hervorgehende Anzahl der Störungen auch in Zukunft die gleiche sein wird, obwohl er weiss, dass dies nicht der Fall ist, und auch nicht sein kann. [L2].

3. Einen neuen Transformator kaufen, oder den Einkauf hinauszögern?

Das Entscheidungsproblem des Managers kann folgendermassen beschrieben werden:

Hat es Sinn, einen neuen Transformator mit besseren technischen Parametern zu kaufen, oder ist es vorteilhafter, den Einkauf dadurch hinauszuzögern, dass wir in Technologien investieren, die die Zuverlässigkeit und Lebensdauer des bestehenden Transformators erhöhen?

Um verantwortungsvoll entscheiden zu können, muss der Manager in unserem Beispiel mindestens drei grundlegende Informationen zur Verfügung haben:

- Das Mass der durch die Herauszögerung des Einkaufs eines neuen Transformators erzielbaren Einsparungen
- Das Mass des Ertrags, den der neue technisch vollkommenere Transformator im Vergleich mit dem Bestehenden bringen würde
- Das Mass der Kosten, die aufzubringen sind, um den bestehenden Transformator in einem störungsfreien Betrieb zu erhalten.

Die grundlegende absolute Einsparung, erzielt durch Herauszögerung des Neueinkaufs um n Jahre, kann durch die folgende Relation beschrieben werden, die uns die gesamte

Einsparung, gleich der Summe der Zinsen für den ausgeliehenen Betrag (PP) in n Jahren, um die wir den Kauf des neuen Transformators hinauszögern, beschreibt:

$$(1) \quad S = PP [(1 + i)^n - 1]$$

hier ist:

S	Einsparung (€)
PP	Anschaffungspreis des Transformators (€)
i	Zinssatz (1)
n	Anzahl der Jahre, um die der Ankauf hinausgezögert wird (1)

Das Mass des Ertragsverlustes durch Herausögerung des Ankaufs eines neuen Transformators, der jeweils geringere Verluste aufweisen muss, als unser bestehender Transformator, kann anhand eines Vergleichs der sog. nicht-leistungsgebundener und leistungsgebundener Verluste der bestehenden und der neuen Maschine bestimmt werden.

Die nicht-leistungsgebundenen Verluste, auch Verluste im Eisen genannt (NLL), sind dabei praktisch von der vom Transformator übertragenen Leistung unabhängig:

$$(3) \quad ANLL = NLL \cdot OH \cdot EPS \quad [€]$$

Hier ist:

ANLL	Jährlicher Verlust durch nicht-leistungsgebundene Verluste des gegebenen Transformators (kWh/Jahr)
NLL	Nicht-leistungsgebundener Verlust (kW)
OH	Anzahl der Operationsstunden pro Jahr (1)
EPS	Einkaufspreis der im Transformator „vernichteten“ elektrischen Energie in (€ / kWh)

Dementgegen sind die leistungsgebundenen Verluste, d.h. die sog. Verluste im Kupfer, ohmscher Natur, und deren Wert wächst mit dem Quadrat der übertragenen Leistung. Der Hersteller gibt den Wert dieser Verluste bei voller Leistung der Maschine an (FLL).

Den durchschnittlichen Wert des leistungsgebundenen Verlustes können wir dann folgendermassen ausdrücken:

$$(4) \quad ALL = FLL \cdot (LR / 100)^2 \cdot OH \cdot EPS \quad [€]$$

Hier ist:

ALL	Jährlicher Verlust durch leistungsgebundene Verluste des Transformators (kWh/Jahr)
LR	Durchschnittlicher Belastungskoeffizient des Transformators in (%)

Hier muss betont werden, dass zum Unterschied zu der grundlegenden Einsparung, die äquivalent zu den Zinsen für den Ankauf eines neuen Transformators ist, bzw. zu den Gesamtkosten für den Austausch des Transformators, die finanziellen Verluste, die dem Unterschied zwischen den nicht-leistungsgebundenen und leistungsgebundenen Verluste beim alten und neuen Transformator entsprechen, völlig anderer Natur sind. Die ihnen entsprechende Summe wächst nämlich ständig mit der Zeit und wird noch dazu gleichzeitig im gewählten Zeitintervall n durch kombinierte Zinseszinsen erhöht.

Die entsprechende Relation ist dann wie folgt:

$$(5) \quad TL = (\Delta NLL + \Delta LL) \cdot ((1 + i)^n - 1) / i \quad [€]$$

hier ist :

TL Gesamter entgangener Ertrag, der den Differenzverlusten alter/neuer Transformator in n Jahren entspricht (€)

ΔNLL Differenzverlust „im Eisen“ (€) zwischen altem und neuem Transformator

ΔLL Differenzverlust „im Kupfer“ (€) dtto

Gleichfalls einfach können die Kosten für die den störungsfreien Betrieb des alten Transformators innerhalb von n Jahren, um die wir den Ankauf eines neuen Transformators herauszögern, sichernden Technologien beschreiben:

$$(6) \quad MC = MPP (1 + i)^n + MOC \cdot ((1 + i)^n - 1) / i$$

Hier ist:

MC Gesamtkosten der Instandhaltung des Transformators innerhalb der n Jahre (€)

MPP Einkaufspreis der nötigen Technologie (€)

MOC Betriebskosten der gekauften Technologie (€ /Jahr)

Bevor wir über den Einkauf der die Lebensdauer des bestehenden Transformators verlängernden Technologie nachzudenken beginnen, und über die damit verbundenen Kosten, müssen wir erst feststellen, ob und wann im gegebenen Konkretefall eines herausgezögerten Ankaufs eines neuen Transformators dafür überhaupt eine ökonomische Begründung besteht.

Anders ausgedrückt: Wir müssen ein einfaches Kriterium finden, das den sog. Knickpunkt definiert, d.h. den Punkt, wo die Einsparung durch herausgezögerten Ankauf (1) gerade dem entgangenen Ertrag, der sonst beim Ankauf eines neuen Transformators zu realisieren wäre, gleich ist (6):

$$(7) \quad PP [(1 + i)^n - 1] = (\Delta NLL + \Delta LL) \cdot ((1 + i)^n - 1) / RDL$$

und daraus bekommen wir den Ausdruck für den **Zinssatz des Knickpunktes RDL (Relative Differential Loss)** für den gegebenen Transformator

$$(8) \quad RDL = (\Delta NLL + \Delta LL) / PP$$

bzw., wir können direkt sowohl den Differenzverlust im Eisen ΔNLL , als auch im Kupfer ΔLL durch den Einkaufspreis des Transformators PP normieren, und wir bekommen die Zinsen im Knickpunkt als Summe seiner normierten Verluste

$$RDL = \frac{\Delta NLL}{PP} + \frac{\Delta LL}{PP},$$

und unser grundlegendes Entscheidungskriterium ist dann durch den Vergleich der vorausgesetzten Bankzinsen i mit dem Zinsenwert des Knickpunktes (Break Point) **RDL** gegeben.

Falls nun gilt, dass :

- $i > RDL$ d.h. sind die Zinsen i , die uns die Bank für den Ankauf eines neuen Transformators anbietet, höher, als der Zinssatz im Knickpunkt **RDL**, dann realisieren wir dadurch, dass wir den Ankauf herauszögern (und den Betrag der Bankzinsen, den wir der Bank zu bezahlen hätten, behalten) eine

Einsparung, bzw. einen virtuellen positiven Ertrag, und die herauszögerung ist, ökonomisch gesehen, Sinnvoll.

Falls es jedoch gilt, dass:

$i < RDL$... ist es sinnvoll, einen neuen Transformator möglichst bald zu kaufen, da wir durch den Betrieb der alten Maschine Geld verlieren.

Die grundlegenden Relationen, die unser Manager zur Verfügung haben muss, sind also (bei einem Beharrungszustand in den Randbedingungen) sowohl qualitativ als auch quantitativ sehr gut definierbar.

Wenn es gilt, dass $i \gg RDL$, ist ein Herauszögern des Ankaufs eines neuen Transformators ökonomisch immer sinnvoll und wir können hier also sofort den nächsten Schritt tun und detailliert untersuchen, wie hoch die durch die Herauszögerung des Ankaufs erzielbaren realen Einsparungen sein können.

4. Bestimmung der Restlebensdauer des Transformators

Bis jetzt haben wir jedoch auf keinerlei Weise den Wert der Restlebensdauer, d.h. die Anzahl der Jahre n , während welcher Zeit wir den gegebenen Transformator sicher bis zu dessen Austausch für eine neue Maschine betreiben können, abgegrenzt. Der Wert gibt uns auch gleichzeitig den Zeitintervall an, in dem wir die potentielle Einsparung realisieren.

Und gerade hier entsteht das Problem: Während die Relationen (1) bis (8) auf objektive Schlüsse über das Mass der Einsparungen, bzw. Verluste führen, stellt **der Wert der Restlebensdauer n zwangsläufig eine qualifizierte Schätzung dar, die in grossem Masse subjektiver Natur ist und bei verschiedenen analytischen Arbeitsplätzen unterschiedliche Werte haben kann.**

Genauso ist es nicht möglich, exakt den Wirkungsgrad der Methoden der Transformatorbehandlung zur Verlängerung der Restlebensdauer zu bestimmen.

Wir wissen zwar objektiv, dass eine gewisse Art der Behandlung (Entgasung oder Hermetisierung des Transformators, Regenerierung des Öls oder Ölwechsel, Trocknung der Zellulose, oder eine Kombination der Verfahren) wesentlich die Alterungsprozesse zu verlangsamen, und dadurch potentiell die augenblickliche und auch langzeitliche Betriebszuverlässigkeit des Transformators zu erhöhen vermag, aber wir können nie im vorhinein sagen, um wieviel Jahre wir dadurch die Lebensdauer des gegebenen Transformators **in der Tat** verlängern.

Am meisten hervorgehoben wird in diesem Zusammenhang natürlich die wirksame Verlängerung der langzeitlichen Zuverlässigkeit der Zellulose-Isolanten, da im Transformator fast alles relativ einfach und ohne grosse Kosten auszuwechseln ist, jedoch mit Ausnahme der Zelluloseisolanten, deren Austausch kostenmässig immer dem Preis eines neuen Transformators nahekommt.

In der Praxis wird also üblicherweise die Methode der elastischen Reaktion angewandt. Nach einer möglichst objektiven Beurteilung des Transformatorzustands wird die Methode gewählt, die technisch und ökonomisch für angemessen gehalten wird (z.B. Behandlung der Zelluloseisolanten der gegebenen Maschine), und es wird laufend deren Effekt verfolgt. Je nach den erreichten Ergebnissen können dann ergänzend oder kombinierend weitere Methoden hinzugefügt werden, um die gewünschte Restlebensdauer n zu erreichen.

Die Kosten für die verschiedenen Typen der Transformatorbehandlung sind natürlich unterschiedlich, und wenn wir also ausreichend glaubwürdig den ökonomischen Effekt des herausgezögerten Austausches des Transformators abschätzen wollen, müssen wir den Grossteil der Varianten der sog. Szenarios einer möglichen Verlängerung der Restlebensdauer beurteilen, die uns die gegenwärtige Technik bietet.

5. SINDRET - 1. Entscheidungsschritt: Transformator wechseln oder nicht

Da mit der Notwendigkeit einer detaillierteren Beurteilung mehrerer Szenarios sowohl die zeitlichen Ansprüche, als auch die Anzahl der vom menschlichen Faktor verursachten Fehler ansteigen, wurde das gesamte Problem in die Form eines einfachen Rechnerprogramms (**SINDRET**) (**S**avings **I**nduced by **D**eferred **R**Eplacement of **T**ransformer) verarbeitet, in das einfach alle erforderlichen Daten einzugeben sind, und von dem man alle notwendigen, vom Programm errechneten und graphisch dargestellten Parameter bekommt (einschliesslich Beurteilung der Einwirkungen der einzelnen Typen der Behandlung des Transformators zur Verlängerung seiner Restlebensdauer und der entsprechenden ökonomischen Effekte).

Beispiel Nr.1

Nehmen wir an, dass wir entscheiden wollen, ob es vorteilhafter ist, einen bestehenden Ofentransformator mit einer Leistung von 22 MVA durch einen neuen zu ersetzen, oder nicht.

Für einen Vergleich benutzen wir die free-ware SINDRET, die wir von der Adresse www.ars-altmann.com/ Economical Goals/Sindret einziehen.

Wir haben folgende Daten zur Verfügung (Alle Preise sind der Allgemeingültigkeit halber in €) :

Der Preis eines neuen Transformators ist PP (€) = 280 000.-, die Gesamtkosten für einen Austausch sind TRC = 300 000.-

		Bestehender Transformator	Neuer Transformator
Gesamtverluste im Eisen	NLL (kW)	38	30
Gesamtverluste im Kupfer	FLL (kW)	130	100
Anzahl Operationsstunden	(St./ Jahr)	8700	dtto
Belastung der Maschine (Loading Rate LR %)		100	dtto
Energiepreis	(€ / kWh)	0.04	dtto

SINDRET - Saving **I**nduced by **D**eferred **R**Eplacement of **T**ransformer

Transformer Data

Transformer No.

Oil inventory (kg)

Power (MVA)

On-Line Treatment

Dehydration

Semi-continuous degassing

Detoxication

Continuous degassing

Hermetization

Hermetization + cont. degassing

ARS Altmann® Treatment

Purchase Price - total LEC (€)

Operational Cost (€ per year)

Residual Life Expectancy

High
 Medium
 Low
 (10 years) (5 years) (1.5 year)

Related Economical Factors

Transformer Purchase Price PP (€)

Total Replacement Costs TRC (€)

Interest Rate i (%)

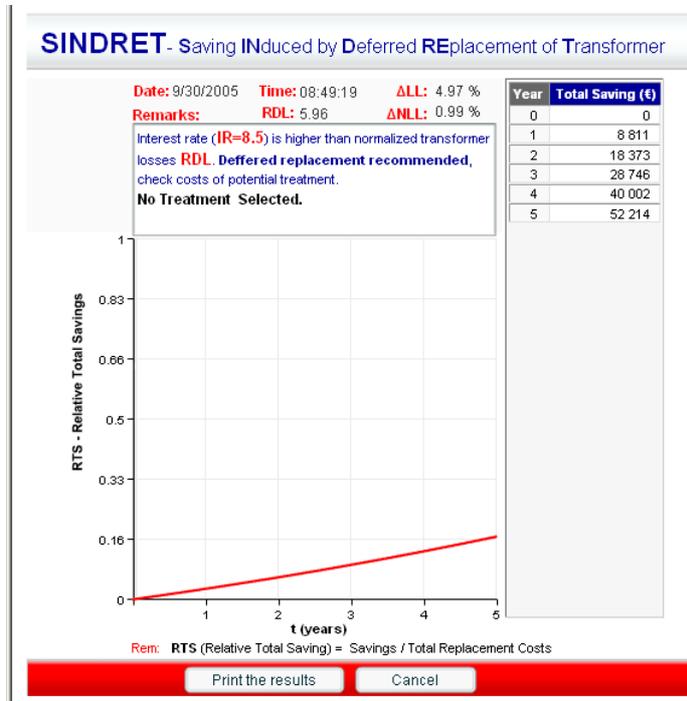
Transformer	Current	New
No-Load Losses NLL (kW)	<input type="text" value="38"/>	<input type="text" value="30"/>
Full-Load Losses FLL (kW)	<input type="text" value="152"/>	<input type="text" value="112"/>
Operational hours (hr / year)	<input type="text" value="8700"/>	
Loading Rate (%)	<input type="text" value="100"/>	
Electricity Sale Price (€/kWh)	<input type="text" value="0.04"/>	

Der aktuelle Zinssatz ist = 8.5%, der analytische Arbeitsplatz schätzte die Restlebensdauer RLE (Residual Life Expectancy) auf min. 5 Jahre.

Diese Daten geben wir in die Eingangstabelle von SINDRET ein.

Nach Betätigen von „Perform SINDRET Calculation“ bekommen wir eine grundlegende Abschätzung möglicher Einsparungen im Regime No Treatment Selected – d.h. ohne den Einsatz der Restlebensdauer verlängernder Technologien.

Aus dem Bild geht hervor, dass in diesem Fall auch bei relativ niedrigem Zinssatz von $i = 8.5\%$, beachtliche Einsparungen zu erzielen sind.



Der Knickpunkt ist gegeben durch

$$RDL = \Delta NLL + \Delta FLL$$

$$= 0.0497 + 0.0099 = 0.0596$$

und es gilt tatsächlich: $i > RDL$

und ein hinausgezögerter Ankauf eines neuen Transformators ist ökonomisch sinnvoll.

Im Diagramm wiedergegeben ist der Verlauf der relativen Gesamteinsparungen RTS – Relative Total Savings, d.h. die tatsächlichen Einsparungen sind hier durch den Anschaffungspreis der Maschine normiert. In der Tabelle rechts im Fenster erscheint der Wert der tatsächlichen Einsparungen in €.

Aber, Vorsicht: Zu diesem optimistischen Resultat kamen wir aufgrund der Voraussetzung, dass wir die bestehende und die neue Maschine verglichen haben, die grob genommen die gleichen Verluste haben, und wir eine Verschlechterung der Betriebszuverlässigkeit im Punkt $n=5$ Jahre nicht in Erwägung zogen. Die erwähnten relativ hohen Einsparungen können tatsächlich erzielt werden, da die bestehende Maschine etwa 14 Jahre alt ist und wir wissen, dass seit dem Zeitpunkt der Herstellung der Maschine es zu keiner prinzipiellen Verringerung der Verluste im Eisen und im Kupfer kam, d.h. dass der Wert RDL relativ gering ist.

SINDRET - Saving INduced by Deferred REplacement of Transformer

Transformer Data

Transformer No. XYZ
 Oil inventory (kg) 12000
 Power (MVA) 22

Residual Life Expectancy

High Medium Low
 (10 years) (5 years) (1.5 year)

On-Line Treatment

Dehydration
 Semi-continuous degassing
 Detoxication
 Continuous degassing
 Hermetization
 Hermetization + cont. degassing

ARS Altmann® Treatment Purchase Price - total LEC (€)
 0

Operational Cost (€ per year)
 0

Related Economical Factors

Transformer Purchase Price PP (€) 280000
 Total Replacement Costs TRC (€) 300000
 Interest Rate IR (%) 8.5

Transformer	Current	New
No-Load Losses NLL (kW)	60	30
Full-Load Losses FLL (kW)	260	112
Operational hours OH (hr/year)	8700	
Loading Rate LR (%)	100	
Electricity Sale Price EP (€/kWh)	0.04	

Perform SINDRET Calculation Reset Values

2004, 2005 © ARS Altmann Group. Altmann® is a registered trademark.

Würden wir allerdings auf die gleiche Weise eine wirklich alte Maschine mit beträchtlichen Verlusten sowohl im Eisen als auch im Kupfer, im Vergleich mit einer neuen Maschine mit wesentlich niedrigeren Verlusten analysieren, bekommen wir eine völlig andere Situation.

Nehmen wir an, dass unser Transformator sehr alt ist, sagen wir älter als 40 – 50 Jahre, und dem entsprechen auch seine Verluste im Eisen (nichtorientierte Bleche) und im Kupfer:

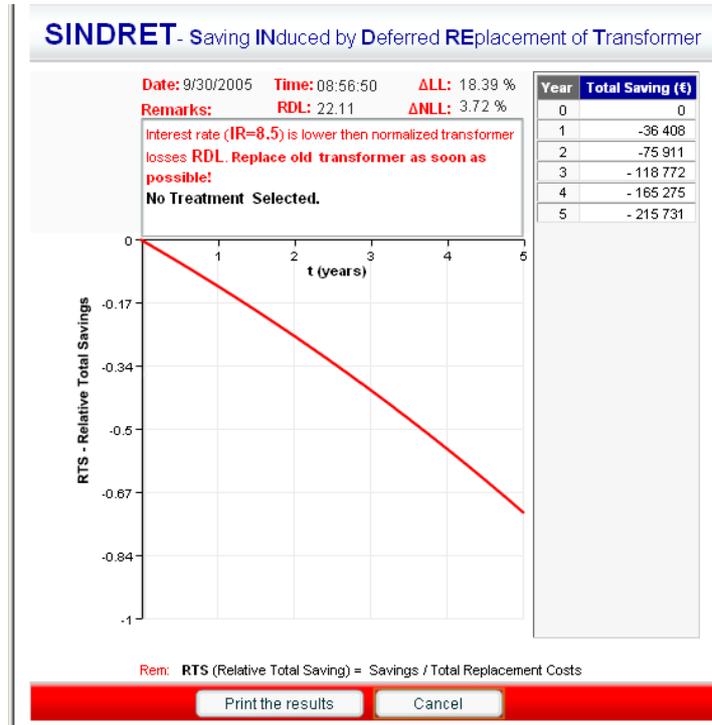
$$NLL = 60 \text{ kW}$$

$$ALL = 260 \text{ kW.}$$

Das Bild zeigt uns nun, für den ursprünglichen Wert des Zinssatzes $i = 8.5\%$, beachtliche **negative**

Einsparungen.

Es gilt $RDL = 14.86\% + 3.72\% = 18.58\%$ und dies ist mehr als doppelt soviel wie i , also ist



$i \ll RDL$

In diesem Fall hat jedes Herauszögern eines Ankaufs eines neuen Transformators keinen Sinn, da der Wert **RDL** sehr hoch, und die Wahrscheinlichkeit, dass ihn der Zinssatz i in Zukunft übersteigt, sehr gering ist. Durch einen weiteren Betrieb des alten Transformators verlieren wir eindeutig viel Geld, und dem wird auch in Zukunft so sein.

Es gilt allgemein:

Hohe Bankzinsen und niedrige Differenzverluste für bestehenden / neuen Transformator unterstützen die Hinausschiebung des Neuankaufs eines Transformators.

Und umgekehrt:

Niedrige Bankzinsen und hohe Differenzverluste unterstützen den Ankauf einer neuen Maschine.

Bereits in dieser Phase müssen wir also Vorhersagen treffen – d.h. im groben bestimmen, wie sich in Zukunft die äusseren Parameter, d.h. die Bankzinsen und der Preis für elektrische Energie, ändern werden und andererseits, ob es möglich ist, die Verluste des Transformators z.B. durch Änderung seiner Belastung oder Betriebsweise u.ä. zu verringern.

Gerade deshalb ist die Art und Weise des Vergleichens der verschiedenen Szenarios sehr wichtig. Sie erlaubt uns nämlich einen quantitativen Vergleich der Einwirkung der Änderung **äusserer ökonomischer Bedingungen**, die wir üblicherweise nicht zu beeinflussen vermögen, und der **inneren technischen Bedingungen**, die wir beeinflussen können, auf die **augenblickliche und langzeitliche Ökonomie** des Transformatorbetriebes.

6. SINDRET – 2. Schritt – Welche Methode zur Verlängerung der Restlebensdauer ist anzuwenden

Wie wir im vorangehenden Kapitel gezeigt haben, ist die „Qualität“ der Einsparungen durch herausgezögerten Austausch des Transformators durch den Zinssatz und die Differenzverluste des Transformators gegeben. Insofern sich der Zinssatz, oder die anderen Randbedingungen nicht ändern, bleibt diese „Qualität“ über die ganze Zeit der Restlebensdauer der gegebenen Maschine gleich.

Die gesamte Erhöhung, d.h. die „Quantität“ oder den Umfang der Einsparungen können wir dann nur dadurch erreichen, indem wir auf geeignete Art die Restlebensdauer des Transformators auf eine **sichere** Weise erhöhen (und dies mit einem möglichst niedrigen Kostenaufwand).

Für die Erhöhung der Restlebensdauer der Maschine haben wir insgesamt vier grundlegende Methoden der Transformatorbehandlung zur Verfügung, die wir darüberhinaus noch frei kombinieren können.

Ziel ist es, die unerwünschten Einwirkungen von Sauerstoff, Wasser, und von Alterungsprodukten auf die flüssigen und festen Isolanten zu unterdrücken.

In der nachfolgenden Tabelle wird dann gezeigt, anhand des sog. Koeffizienten der potentiellen Verlängerung der Restlebensdauer C_{LE} , welche Resultate wir beim Einsatz dieser Methoden in groben Zügen erwarten können. Eine Schätzung der Kosten der einzelnen Methoden ist auf www.ars-altmann.com Economical Goals zu finden.

Methode	C_{LE} (1)	Zu erwartende Wirkung
Trocknung der Zellulose - Isolanten (dehydration)	1.2	Durch Verringerung des Wassergehalts im Transformator erhöhen wir schnell seine augenblickliche Zuverlässigkeit und erhöhen seine langzeitliche Zuverlässigkeit*.
Kontinuierliche Entgasung des Öls (degassification)	1.4	Durch Verringerung des Gehalts an Gasen im Öl erhöhen wir die augenblickliche Zuverlässigkeit und unterdrücken die Oxidations-Alterung.
Ölregenerierung (Detoxication)	1.5	Durch Regenerierung des Öls entfernen wir aus dem Öl die die Alterung beschleunigenden Alterungsprodukte.
Transformator-Hermetisierung (hermetization)	2	Durch Verringerung des Eindringens von Sauerstoff in den Transformator verlangsamen wir wesentlich die Oxidations-Alterung.

Alle Methoden sind im Grunde genommen miteinander frei kombinierbar und SINDRET arbeitet mit der Voraussetzung, dass sich die Wirkungen der einzelnen Methoden miteinander multiplizieren, d.h. die Gesamtverlängerung der Restlebensdauer durch die Multiplizierung der ursprünglichen Restlebensdauer durch die einzelnen Koeffizienten C_{LE} der einzelnen Methoden gegeben ist.

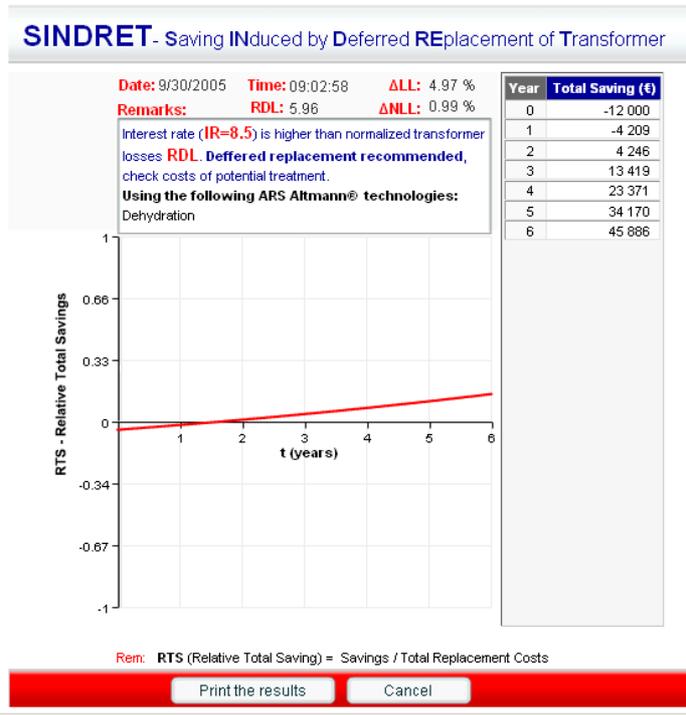
Beispiel 2:

Der im Beispiel benutzte Ofentransformator mit einer Restlebensdauer von mehr als 5 Jahren ist stark mit Wasser und Alterungsprodukten kontaminiert. Wir müssen also vor allem den Transformator so bald als möglich austrocknen, denn sonst können wir ihn nicht sicher betreiben.

In der Eingabetabelle wählen wir also die Methode dehydration.

Für die Trocknung benutzen wir die On-line Methode, mieten einen Trockner mit den Kosten von etwa 1000.- € / Monat und werden 12 Monate trocknen.

Die Gesamtkosten der Trocknung belaufen sich also auf



Purchase Price – total LEC = € 12 000.-

Aus den Berechnungen geht hervor, dass die ein ganzes Jahr in Anspruch nehmende Trocknung an sich allein scheinbar unökonomisch ist, – innerhalb eines Jahres, wo getrocknet wurde, bekamen wir einen Verlust von zirka € 4 200.-.

Dieser Schritt **musste** jedoch getan werden, um den Transformator überhaupt betreiben zu können.

Die augenblickliche Zuverlässigkeit der Maschine war einfach zu niedrig, was bedeutet, dass :

- Wir im Fall einer Havarie rechtliche Folgen riskiert hätten
- Die Versicherungsanstalt berechtigterweise die Erfüllung ihrer Versicherungsleistungen ablehnen könnte.

könnte.

Nach erfolgter Trocknung ist bereits die Durchschlagsspannung des Öls zufriedenstellend und sekundär haben wir durch die Austrocknung auch die langzeitliche Zuverlässigkeit erhöht, da ein erhöhter Wassergehalt im System sonst die im gealterten Öl präsenten Säuren verdünnt und somit die Alterung der Zellulose beschleunigt hätte [L3].

SINDRET - Saving INduced by Deferred REplacement of Transformer

Transformer Data

Transformer No. XYZ
 Oil inventory (kg) 12000
 Power (MVA) 22

Residual Life Expectancy

High (10 years) Medium (5 years) Low (1.5 year)

On-Line Treatment

Dehydration
 Semi-continuous degassing
 Detoxication
 Continuous degassing
 Hermetization
 Hermetization + cont. degassing

Related Economical Factors

Transformer Purchase Price PP (€) 280000
 Total Replacement Costs TRC (€) 300000
 Interest Rate IR (%) 8.5

Transformer	Current	New
No-Load Losses NLL (kW)	38	30
Full-Load Losses FLL (kW)	152	112
Operational hours OH (hr/year)	8700	
Loading Rate LR (%)	100	
Electricity Sale Price EP (€/kWh)	0.04	

ARS Altmann® Treatment

Purchase Price - total LEC (€) 10200
 Operational Cost (€ per year) 0

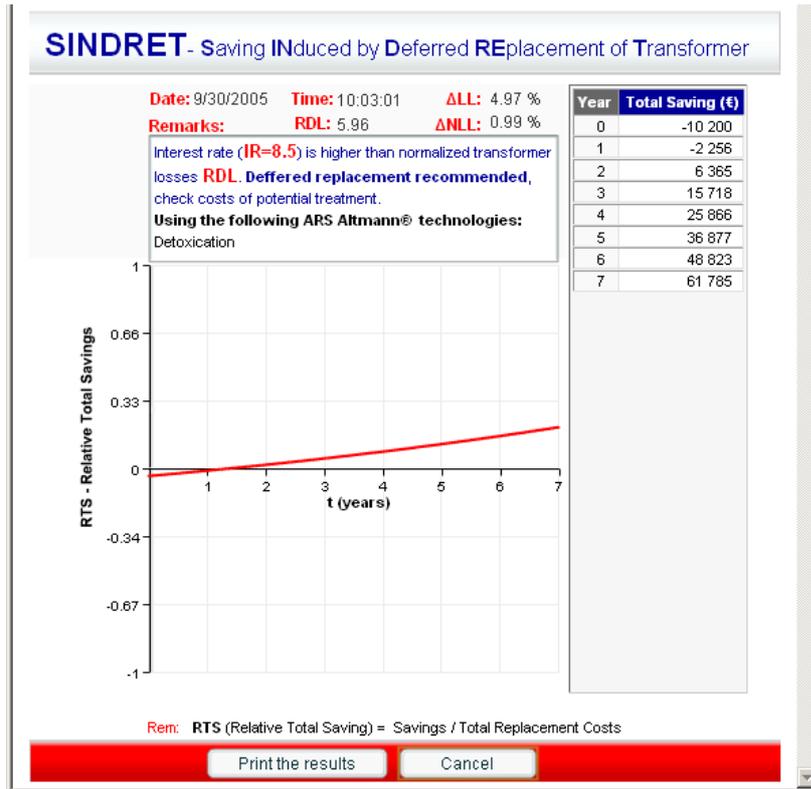
Perform SINDRET Calculation Reset Values

Das Öl in unserem Transformator ist tatsächlich stark gealtert und die in ihm enthaltenen Alterungsprodukte sollten entfernt werden. Um eine Vorstellung zu gewinnen, wie sich eine Regenerierung der Ölfüllung des Transformators (Detoxikation) ökonomisch auswirkt, werden wir im weiteren Szenario lediglich die „isolierte“ Wirkung der Detoxikation beurteilen.

Das Volumen der Ölfüllung ist 12 000 l und der Lieferant hat uns eine Regenerierung des Öls für 0.85 € / l angeboten. Somit ist die Gesamtinvestition in die Ölregenerierung 12 000 · 0.85 = 10 200,- €.

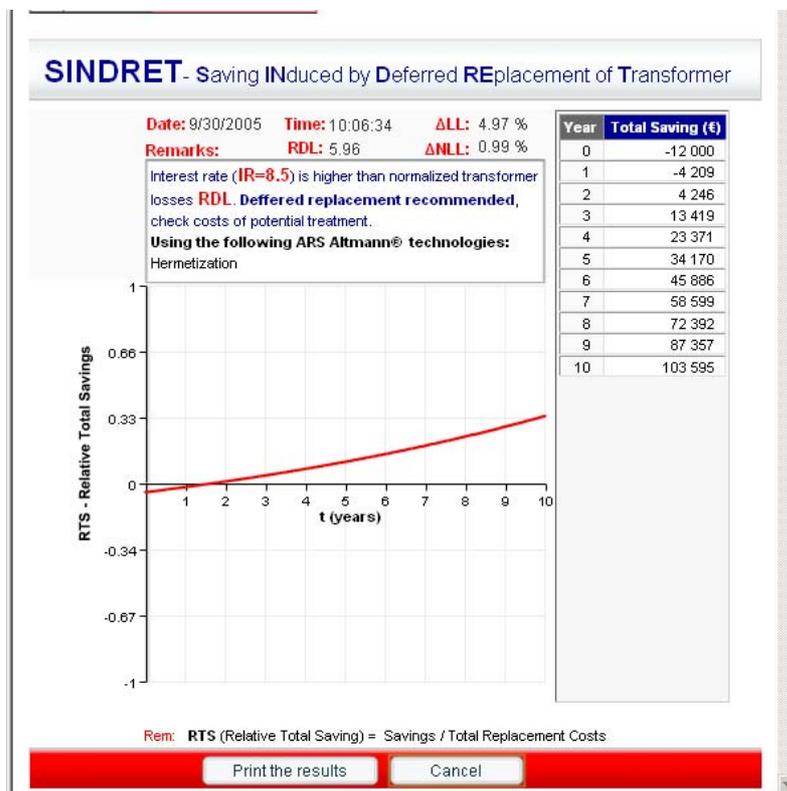
In der Eingabetabelle haben wir vorerst nur detoxication ab, in die

Rubrik Purchase Price –total LEC geben wir die Kosten der Regenerierung, d.h. € 10 200 ,- ein und führen die rechnerische Schätzung dieses isolierten Eingriffes durch.



Aus dem Verlauf der Kurve der Einsparungen ist ersichtlich, dass unsere Detoxikationskosten in zirka 1,5 Jahren getilgt sind, die Restlebensdauer auf zirka 7 Jahre ansteigt, und die Gesamt-Einsparungen gemäss Tabelle im siebenten Jahr bereits zirka 62 000 € betragen.

Dieselbe Vorgehensweise, wo wir nur die isolierte Wirkung der gegebenen konkreten Methode in Erwägung ziehen, wenden wir auch für die **Hermetisierung** des Transformators, bzw. für die Beurteilung der Wirkung einer kontinuierlichen Entgasung an, da beide Methoden das gleiche Ziel haben, nämlich durch Verringerung des Sauerstoffgehalts im System die Oxidations-Alterung der Zellulose zu verlangsamen.



Wir haken **hermetization** ab. Die Kosten einer solchen Rekonstruktion eines Transformators dieser Grösse und Leistung sind in etwa € 12 000.- und diese Summe tragen wir in die Rubrik total-LEC ein.

In diesem Fall sind die Einsparungen im Verlauf von 10 Jahren cca 40% des heutigen Preises einer neuen Maschine, und sind also sehr interessant.

Beachten wir, dass der Verlauf der Kurve der relativen Einsparungen in allen der drei vorangehenden Fällen (**dehydration, detoxication und hermetization**) gleich ist, und gleich sein muss, da er lediglich von den Werten **i**

und **RDL**, die mit den Wirkungen der eingesetzten Methoden nicht direkt im Zusammenhang stehen, abhängt.

Die einzelnen Methoden arbeiten also immer mit derselben Kurve der Einsparungen, aber die absolute Grösse der Einsparungen hängt selbstverständlich davon ab, wie die einzelnen Methoden in der Lage sind, die Restlebensdauer des Transformators **sicher** zu verlängern, d.h. von dem Wert **n**.

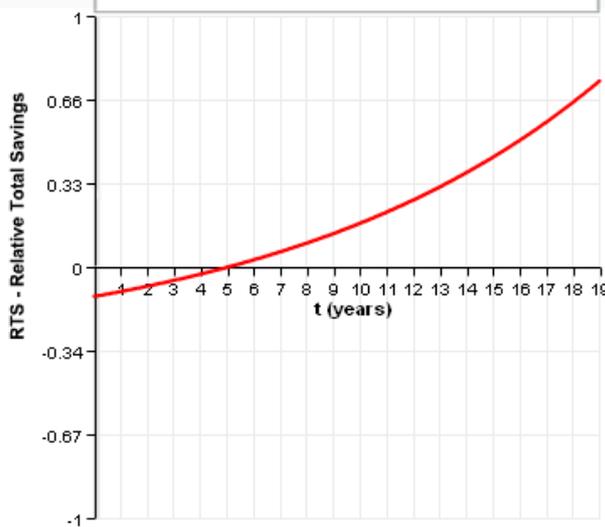
SINDRET - Saving INduced by Deferred REplacement of Transformer

Date: 9/30/2005 Time: 10:09:23 Δ LL: 4.97 %

Remarks: RDL: 5.96 Δ NLL: 0.99 %

Interest rate (IR=8.5) is higher than normalized transformer losses **RDL. Deferred replacement recommended**, check costs of potential treatment.

Using the following ARS Altmann® technologies:
Hermetization, Detoxication, Dehydration



Year	Total Saving (€)
0	-34 200
1	-28 295
2	-21 889
3	-14 937
4	-7 395
5	789
6	9 668
7	19 302
8	29 754
9	41 096
10	53 401
11	66 752
12	81 238
13	96 955
14	114 008
15	132 511
16	152 587
17	174 368
18	198 002
19	223 644

Rem: RTS (Relative Total Saving) = Savings / Total Replacement Costs

Print the results

Cancel

Hier ist jedoch Vorsicht geboten: Bis jetzt haben wir die Wirkung aller angewandten Methoden getrennt beurteilt, obwohl wir wissen, dass sich deren Einwirkungen multiplizieren.

Diesen **Synergie-Effekt** versuchen wir mittels einer neuen Berechnung zu erfassen.

In die Gesamtkosten der Behandlung geben wir die Summe der Kosten aller Methoden ein, also $12\ 000 + 10\ 200 + 12\ 000 = €\ 34\ 200.-$

In die Operationskosten können wir, ähnlich wie in allen vorhergehenden Fällen, auch in diesem Fall Null eingeben, da alle Investitionen im Wesentlichen einmalig sind und wir die laufenden Operationskosten somit vernachlässigen können.

Aus den Ergebnissen unserer letzten Berechnung geht klar hervor, dass der Synergie-Effekt aller Wirkungen der eingesetzten Methoden auf eine sehr grosse Verlängerung der Restlebensdauer des Transformators führt – die Zeit, über die wir den Transformator theoretisch betreiben könnten, ist etwa 19 Jahre.

Dem entsprechen dann auch Einsparungen von zirka € 224 000.- d.h. in etwa 90% des heutigen Preises einer neuen Maschine.

7. Schlussfolgerung.

Aus den vorgelegten Beispielen klar ersichtlich ist die grundlegende Basis unserer Berechnungen und Überlegungen, mit denen wir es versuchten, die gegenseitigen Bindungen zwischen der technischen, ökonomischen, und finanziellen Realität zu erfassen,

die verbunden ist mit der Problematik der Verlängerung des Betriebes / des Austausches gealterter Transformatoren.

Bei der Beschreibung der gegenseitigen Bindungen im Modell SINDRET haben wir uns bewusst lediglich auf Einsparungen beschränkt, die durch einen herausgezögerten Ankauf eines neuen Transformators gegenüber den Differenzverlusten entstehen.

Der gesamte Entscheidungsprozess wird dadurch viel einfacher und kann in zwei Schritte eingeteilt werden:

- 1) Im ersten Schritt genutzt werden ökonomisch-technische Relationen für eine möglichst genaue Abgrenzung der Verläufe der Einsparungs-Kurven aufgrund der Differenz:
 - **Des aktuellen Zinssatzes i** , den uns die Bank für den Ankauf einer neuen Maschine anbietet,
 - **des Zinssatzes des Knickpunktes RDL**, der von der Differenz der Verluste des bestehenden und des neuen Transformators, und der Betriebsart bestimmt wird, (wobei wir eigentlich **die Qualität** der möglichen Einsparungen bestimmen).
- 2) Im zweiten Schritt bestimmen wir dann **die Quantität der möglichen Einsparungen** anhand der Restlebensdauer des Transformators

Wie wir bereits in der Einleitung erwähnten, kennen wir natürlich die realen Randbedingungen, unter denen entweder der bestehende, oder der neue Transformator in der Zukunft arbeiten werden, nicht, und können sie auch nicht kennen.

Unser Entscheiden ist also immer von einem Element der Unsicherheit belastet, was die Ausarbeitung einer ganzen Reihe alternativer Szenarios erfordert, die gegenseitig kritisch untersucht werden müssen und erst dann kann eine zufriedenstellende Lösung gefunden werden.

Der erforderliche Umfang der Arbeiten ist enorm, da er detaillierte Kenntnisse sowohl über die wahrscheinliche Entwicklung des Zinssatzes, als auch über die realen Differenzverluste des bestehenden / neuen Transformators, und genauso Kenntnisse über das Wesen und die Wirkung der die Lebensdauer des Transformators verlängernden Methoden verlangt.

Der Manager, dessen Aufgabe es ist, womöglich objektiv und rasch auch über eine ganze Reihe anderer Sachen zu entscheiden, hat einfach nicht die Zeit dazu.

Wie üblich, existiert auch hier eine elegante Art, das Problem zu meistern. Der Manager in dieser Position ist immer ein sehr begehrenswerter Kunde, und kann also **den grössten Umfang dieser mit der Lösung seines Problems verbundener Arbeiten auf potentielle Lieferanten übertragen**.

Er wird einfach verlangen, dass diese Arbeiten ein untrennbarer Teil des Angebotes sind, angefangen mit der Finanzierung seines Vorhabens, Lieferung des neuen Transformators, und abschliessend mit dem Angebot der Technologie für die Verlängerung der Lebensdauer seines bestehenden Transformators.

Wenn alle „Lieferanten“ ihre Angebote vorlegen, und gezwungen sind, am runden Tisch ihre Angebote zu verteidigen, hat der Manager nicht nur alle Dokumentation, die er braucht, auf dem Tisch, sondern er gewinnt auch sehr schnell eine gute Einsicht in die gegebene Problematik.

SINDRET, oder ein ähnliches Software-Mittel, dient dann als Hilfsmittel, mit dessen Hilfe der Manager in der Lage ist, rasch und objektiv die vorgelegten Lösungsvarianten zu beurteilen, anschliessend objektiv zu entscheiden, und jederzeit die Richtigkeit seiner Entscheidung zu belegen.

Literatur

- L1 Werle, Lohmeyer, Wohlfart
Moeglichkeiten zur Beurteilung und Werterhaltung des Isolationssystems von Leitungstransformatoren im Betrieb als Massnahme zur Lebensdauerveraengerung
Micafil Symposium 2004
- L2 **Woodcock**
Risk-Based Reinvestment – Trends in Upgrading the Aged T&D System
www.energypulse.net
- L3 Lungard at all
Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers
IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL., 19. NO.1, JANUARY 2004