

Redovisning över tillståndsmätningar av oljeisolerade krafttransformatorer

Jami Lehtinen

Examensarbete

Elektroteknik

2010

EXAMENSARBETE	
Arcada	
Utbildningsprogram:	Elektroteknik
Identifikationsnummer:	3161
Författare:	Jami Lehtinen
Arbetets namn:	Redovisning över tillståndsmätningar av oljeisolerade krafttransformatorer
Handledare (Arcada):	Rene Herrmann
Uppdragsgivare:	Fortum Power and Heat Oy
<p>Sammandrag:</p> <p>För att kunna säkra den felfria funktionen av krafttransformatorer måste de underhållas och testas regelbundet. Målet med underhållet och testerna är att förebygga fel och minimera risken för olika problem.</p> <p>I arbetet studeras och presenteras olika sätt som används för att få reda på tillståndet och återstående livslängden på en oljeisolerad krafttransformator. Meningen är också att studera och värdera nya mätinstrument som i framtiden kunde användas som testutrustning. Arbetet svarar också på frågorna: Lönar det sig att testa och underhålla transformatorer och vad vinner man på det? Vilka tester ökar driftsäkerheten mest? I arbetet tas också upp underhållet av krafttransformatorer. Det jämförs en transformator som underhållits med en icke underhållen transformator. Arbetet presenterar också olika fel i krafttransformatorer, vad felen betyder och vad som orsakade felet.</p> <p>Testmetoderna som studeras används runtom i världen av olika företag. Testprinciperna är de samma överallt men metoderna och verktygen kan variera. Testningsmetoderna fördelas i två grupper: elektriska och kemiska testningar. Fastän arbetets huvuddel behandlar elektriska tester, kan man inte lämna bort de kemiska proven eftersom de väsentligt hör till testerna som utförs.</p> <p>Källorna i arbetet är för det mesta litterära verk men en stor del av informationen har samlats från flera olika testtillfällen. Testtillfällen och erfarenheten som man fått från dem har gjort det lättare att förstå de litterära verken.</p> <p>Det är oerhört viktigt att underhålla och testa krafttransformatorer för att säkra deras funktion och omgivningens säkerhet. Problem i transformatorn leder till ekonomiska och materiella förluster och har också en stor inverkan på allmänheten då elektricitet inte finns till förfogande.</p>	
Nyckelord:	Fortum, elmätteknik, krafttransformatorer, starkströmsteknik, tillståndsmätning, testning, oljeisolerad
Sidantal:	85
Språk:	Svenska
Datum för godkännande:	

DEGREE THESIS	
Arcada	
Degree Programme:	Electrotechnics
Identification number:	3161
Author:	Jami Lehtinen
Title:	Redovisning över tillståndsmätningar av oljeisolerade krafttransformatorer
Supervisor (Arcada):	Rene Herrmann
Commissioned by:	Fortum Power and Heat Oy
<p>Abstract:</p> <p>In order to ensure the flawless operation of power transformers, they must be maintained and tested regularly. The goal of the maintenance and the tests are to prevent errors and minimize the possibility of different problems.</p> <p>The thesis presents different methods that are used to find out the condition and the remaining lifetime of oil-insulated power transformers. Another goal is to study and evaluate new measuring devices that could be used in the future. The work also answers the following questions: Is it worth to measure and maintain power transformers and what is the advantage of them? Which of the tests increase the dependability the most? The work presents the maintenance procedure of power transformers and compares a transformer that has been maintained with an unmaintained transformer. The work also includes different faults that can occur in a transformer.</p> <p>The test methods under study are used by many companies from all around the world. The test principals are the same but the methods and the equipment may vary. The methods are divided into two groups: electrical and chemical tests. Although the main subject is about electrical testing, chemical testing can't be cut out because it essentially belongs to the tests conducted.</p> <p>The sources of work are mostly works of literature but much of the information has been gathered from several different test occasions. Test sessions and experience gained from them has made it easier to understand the literary works.</p> <p>It is extremely important to maintain and test the power transformers to ensure their operation and ambient safety. Problems in the transformer leads to economic and material losses and the absence of electricity has a major impact on the public.</p>	
Keywords:	Fortum, elmätteknik, krafttransformatorer, starkströmsteknik, tillståndsmätning, testning, oljeisolerad
Number of pages:	85
Language:	Swedish
Date of acceptance:	

OPINNÄYTE	
Arcada	
Koulutusohjelma:	Sähkötekniikka
Tunnistenumero:	3161
Tekijä:	Jami Lehtinen
Työn nimi:	Redovisning över tillståndsmätningar av oljeisolerade krafttransformatorer
Työn ohjaaja (Arcada):	Rene Herrmann
Toimeksiantaja:	Fortum Power and Heat Oy
<p>Tiivistelmä:</p> <p>Tehomuuntajan säännöllinen huolto ja koestus ovat pakollisia jotta voidaan turvata sen virheetön toiminta. Huollon ja koestuksen tavoitteena on ehkäistä vikoja ja minimoida ongelmien syntyminen.</p> <p>Työssä tutkitaan erilaisia keinoja joita käytetään öljyeristeisten tehomuuntajien kunnan ja jäljellä olevan eliniän määrittämiseen. Yksi tavoite on tutkia ja arvioida uusia mittauslaitteita, joita tulevaisuudessa voisi käyttää. Työ vastaa myös seuraaviin kysymyksiin: Onko kannattavaa ylläpitää ja koestaa muuntajia ja mitä hyötyä tästä on? Mitkä kokeet nostavat käyttövarmuutta eniten? Työ käsittelee myös muuntajan huolto ja muuntajien yleisimpiä vikoja. Työssä verrataan myös huollettuja muuntajia huoltamattomien muuntajien kanssa.</p> <p>Tutkittavat koestusmenetelmät ovat menetelmiä joita käytetään maailmanlaajuisesti tehomuuntajien luotettavaan koestamiseen. Koestusmenetelmät ovat jaettu kahteen osaan: sähköisiin ja kemiallisiin. Työn pääaineena ovat sähköiset koestukset, mutta kemialliset koestukset ovat myös otettu mukaan, sillä ne kuuluvat oleellisesti koestuksiin.</p> <p>Työssä käytetyt lähteet ovat enimmäkseen kirjallisia teoksia, mutta tietoa on myös kerätty koestuksien yhteydessä. Koestukset ja niistä saatu kokemus helpottaa oleellisesti kirjallisen tiedon ymmärtämistä.</p> <p>On äärimmäisen tärkeää ylläpitää ja koestaa muuntajia jotta niiden toiminta ja ympäristön turvallisuus voidaan turvata. Ongelmat tehomuuntajissa voivat olla kalliita ja sähkön puuttuminen vaikuttaa myös tavallisten ihmisten elämään.</p>	
Avainsanat:	Fortum, elmättekniikka, krafttransformatorer, starkströmsteknik, tillståndsmätning, testning, oljeisolerad
Sivumäärä:	85
Kieli:	Ruotsi
Hyväksymispäivämäärä:	

INNEHÅLL

1	Introduktion	12
1.1	Bakgrund	12
1.2	Syfte	12
1.3	Avgränsningar	13
2	Transformatorns grunder	14
2.1	Transformatorn	14
2.2	Allmänaste felen i transformatorer och vad de beror på	15
2.2.1	Vilka fel är dyrast?	19
2.2.2	Vad händer om man inte underhåller eller testar transformatorn?	20
2.3	Olika transformatorer	21
2.3.1	Hurdana och hur gamla transformatorer finns det i drift idag?	23
2.4	Transformatorns delar	24
2.4.1	Transformatorolja	24
2.4.2	Kylning	26
2.4.3	Omsättningskopplare	27
2.4.4	Lindningskopplare	28
2.4.5	Oljepappersisolation	28
2.4.6	Plastisolation	29
2.4.7	Annan isolation	29
2.5	Transformatorskydd	30
2.5.1	Temperaturvakt	30
2.5.2	Gasvakt	31
2.5.3	Differentialskydd	32
2.5.4	Övermagnetiseringskydd	32
2.6	Underhåll av transformatorer	32
2.6.1	Planering av underhåll	32
2.6.2	Revision	34
2.6.3	Är underhåll ekonomiskt lönsamt?	36
2.6.4	Jämförelse av transformatorer som underhållits och transformatorer som inte underhållits	38
3	Testning av transformatorer	41
3.1	Testmetoder	41
3.1.1	Arbetsredogörelse	42
3.1.2	Standarder och gränsvärden som bör följas	42
3.2	Elektriska tester	46
3.2.1	Fabriksprov	47

3.2.2	Mättekniken	47
3.2.3	Testning av genomföringarna.....	48
3.2.4	Mätning av omvandlingskvot och kopplingsgrupp.....	49
3.2.5	Mätning av resistans.....	50
3.2.6	Kortslutningsprov.....	50
3.2.7	Tomgångprov	52
3.2.8	Överspänningsprov	52
3.2.9	Isolationsprov	53
3.2.10	Testning av lindningskopplaren.....	53
3.2.11	Mätning av nollimpedansen.....	54
3.2.12	Granskning av lindningskopplarens funktion med hjälp av lampmetoden	54
3.2.13	FRA- mätning	54
3.2.14	Mätning av kapacitanserna	56
3.2.15	Mätning av förlustvinkeln (DOBLE-mätning).....	56
3.2.16	Mätning av isolationsresistansen	56
3.2.17	Mätning av partiella urladdningar	56
3.2.18	Test i fältförhållanden	58
3.3	Kemisk testning	58
3.3.1	Oljeanalys.....	59
3.3.2	Gasanalys (DGA)	60
3.3.3	Hur tas oljeprov?	62
3.3.4	Mätning av oljans genomslagsspänning	63
3.3.5	Mätning av förlustfaktorfaktorn	63
3.3.6	Furfuralanalys.....	64
3.3.7	Vattenmängden i oljan.....	64
3.3.8	Gränsytspänning	64
3.3.9	Neutralisationsgraden.....	64
3.3.10	Inhibitorhalt	65
3.3.11	Korrosiva partiklar i transformatoroljan.....	65
3.3.12	Föråldring av oljepappersisolationen.....	66
3.4	Nya testningsmetoder	70
3.4.1	Användning av människans sinnen som testningsverktyg.....	71
3.4.2	Spektroskopiska mätningar	71
3.4.3	Användning av lukt analyserare	72
3.4.4	Kelman Transport X - En mobil oljeanalys	73
3.5	Sammanfattning av testningsmetoderna.....	75
4	RESULTATREDOVISNING.....	76
4.1	Förutsägning av transformatorns tillstånd	76
4.2	Förutsägning av transformatorns livslängd	76

4.3	Vilka test ökar driftsäkerheten mest?	77
4.4	Vilka slutsatser kan man dra ur testresultaten	81
4.5	Är det nödvändigt att underhålla och testa krafttransformatorer?	81
4.6	Nya mätinstrument	83
5	Diskussion	84
	Källor	86
	Källor från Fortum Power and Heat Oy	88
	Muntliga källor	89

Figurer

Figur 1.	Transformatorns kärna och lindningar (Anders Rejming. Elkrafthandboken – Elmaskiner 2002).....	14
Figur 2.	Krafttransformator 410 kV, 400 MVA, 392 000 kg vikt (87 000 kg olja) (Fotograf Jami Lehtinen 2010).....	15
Figur 3.	Vad orsakade avställningen (Brynjebo, Eddie 2010 EON. Transformer and High Voltage Equipment Training Course 2010 – Fingerprinting Power Transformers s. 9)	16
Figur 4.	Vad var orsaken till felet (Brynjebo, Eddie EON. Transformer and High Voltage Equipment Training Course 2010– Fingerprinting Power Transformers s. 10).....	16
Figur 5.	Hur hittades felet (Brynjebo, Eddie 2010 EON. Transformer and High Voltage Equipment Training Course 2010 – Fingerprinting Power Transformers s. 10).....	17
Figur 6.	Allmänna fel i en transformator (Fortum 2010).....	18
Figur 7.	Användning av krafttransformatorer i kraftöverföringsnätet (Imatran Voima OY 10/1990).....	22
Figur 8.	Krafttransformatorer i Finland (Heinonen, Kari 2010 Infratek Finland. Maintenance and life time extension of power transformers).....	23
Figur 9.	Flera temperaturvakter som indikerar bl.a. olje- och lindningstemperaturen. (Fotograf Jami Lehtinen. Hikiä 2010).....	31
Figur 10.	Feluppkomst i underhållna och icke underhållna krafttransformatorer (Takala, Otso 2005. s. 23).....	38
Figur 11.	Skillnaden mellan en underhållen och icke underhållen transformator (Takala, Otso 2005. s. 12).....	40
Figur 12.	Bestämning av kopplingsgrupp (Strömberg s. 2-2).....	49

Figur 13.	FRA- mätning (Bormann, Dierk 2007).....	55
Figur 14.	Inverkan av korrosiva ämnen på koppar (Power Substation Services)...	65
Figur 15.	Färgförändring av olja efter regenerering (Power Substation Services).....	66
Figur 16.	Arrhenius kurvan (Aro, Martti 2003. Suurjännitetekniikka. s. 177).....	68
Figur 17.	Förändring i pappersisolationen under transformatorns termiska livslängd. (Aro, Martti 2003. Suurjännitetekniikka s. 179).....	70
Figur 18.	Kelman Transport X (GE Energy – Kelman Transport X portable DGA unit and moisture in oil Fact Sheet. s. 2).....	74
Figur 19.	Fel i kontakt 1. (Johansson, Svante 2010 Fortum. OAO FORTUM CONDITION MANAGEMENT (CM) SEMINAR 2010 s. 8).....	80
Figur 20.	Fel i kontakt 2. (Johansson, Svante 2010 Fortum. OAO FORTUM CONDITION MANAGEMENT (CM) SEMINAR 2010 s. 8).....	80

Tabeller

Tabell 1.	110 kV transformatorers fel i enlighet med användningstid (Laurila, Tom. s. 5).....	18
Tabell 2.	Förändring i fukthalten efter revision.....	35
Tabell 3.	Revisionens lönsamhet (Takala, Otso 2005).....	37
Tabell 4.	Riktgivande gränsvärden för olje- och gasanalys. (Fortum Power and Heat Oy – Power Solutions).....	44
Tabell 5.	Överskridning av acetylenhalten (115 kV, 25 MVA, 11300 kg olja) (Fortum Power and Heat Oy - Power Solutions. Tutkimuspöytäkirja).....	45
Tabell 6.	Höjd kolmonoxidhalt (120 kV, 26 MVA, 5900 kg olja) (Fortum Power and Heat Oy - Power Solutions 2010. Tutkimuspöytäkirja).....	46
Tabell 7.	Allvarligt fel i transformatorn (Fortum Power and Heat Oy - Power Solutions 2010. Tutkimuspöytäkirja).....	46
Tabell 8.	Tillståndsovervakningsintervall för olika stora transformatorer (Västi, Marjatta 2009. ECM Öljyanalysit s. 16).....	59
Tabell 9.	Gashalternas alstring i en transformator med 50 ton olja (A guide to transformer oil analysis. I.A.R. Gray – Transformer Chemistry Services).....	61
Tabell 10.	DP- värde av oljepappersisolation (I.A.R. Gray).....	69
Tabell 11.	Kelman Transport X tekniska specifikationer (GE Energy – Kelman Transport X portable DGA unit and moisture in oil Fact Sheet. s. 2).....	74
Tabell 12.	Resultat av kemiska tester (Johansson, Svante 2010).....	80

FÖRORD

Jag vill tacka mina arbetskamrater vars råd och erfarenhet hjälpt mig med att få en noggrannare helhetsbild av krafttransformatorer och testningen av dem. Ett stort tack åt Mauri Aroranta som handlett mig under testerna .

Dessutom vill jag tacka Svante Johansson och Olli Lindgren för den goda responsen om arbetets layout och det tekniska skrivandet.

Jag vill tacka Rene Herrmann som varit min handledare under arbetets lopp.

Sist vill jag tacka min syster Anna för hennes råd samt min fästmo Pauliina och resten av min familj för det oersättliga stöd jag fått under den långa processen.

1 INTRODUKTION

1.1 Bakgrund

Krafttransformatorerna är basen till ett elnät eftersom man utan transformatorer inte kan förmånligt överföra elektricitet över ett större avstånd. Krafttransformatorer används för att skära ner förlusterna som uppstår då man överför elektricitet över ett större avstånd. Som alla andra maskiner måste transformatorerna också underhållas och testas. Detta utförs av Fortum Power and Heat Oy som säljer sin expertis till kunder som underhållit en krafttransformator och måste få en försäkran om att transformatorn fungerar felfritt. Testerna utförs både med elektriska och kemiska metoder antingen i en testningshall eller där transformatorn är belägen. Testningen och underhållet har blivit allt viktigare eftersom största delen av krafttransformatorerna som används idag är byggda på 1970-talet och måste underhållas så snabbt som möjligt p.g.a. föråldring. Eftersom det finns flera tusen krafttransformatorer i Finland idag, finns det mycket arbete som måste utföras innan man kan säkra att alla transformatorer fungerar felfritt.

1.2 Syfte

Syftet med arbetet är att studera hur och med vilka medel man kan förutsäga en krafttransformators tillstånd och återstående livslängd på ett pålitligt sätt. Ordet pålitligt är oerhört viktigt eftersom det krävs kunskap och erfarenhet för att tolka och analysera mätresultaten rätt. Meningen är att ta reda på ifall det finns test som är viktigare än andra, d.v.s. de ökar transformatorns driftsäkerhet mera. Meningen är också att studera och värdera nya mätinstrument och deras potential som Fortums framtida testverktyg.

En annan viktig del av arbetet presenterar fördelarna med underhåll och testning av transformatorer. I arbetet jämförs det en underhållen transformator med en icke underhållen transformator. Meningen är att presentera skillnaden i den förväntade livslängden av dessa transformatorer.

Arbetet omfattar också olika fel i krafttransformatorer; vad som orsakade en avställning, hur orsaken till avställningen hittades och vilka test som mest ökar på transformatorns driftsäkerhet. I arbetet tas också upp de fel som är dyrast. Det är just dyra fel som man

med hjälp av olika tester vill hitta innan de blir allvarliga. Arbetet skall också svara på följande frågor: Lönar det sig att testa och underhålla krafttransformatorer och vad vinner man på det?

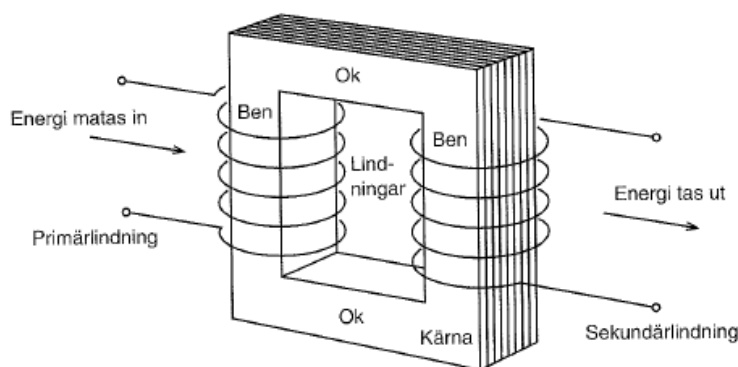
1.3 Avgränsningar

För att inte göra arbetet för långt finns det en begränsad mängd grundinformation om krafttransformatorer. Det finns ändå tillräckligt med information för att läsaren skall förstå vad en transformator gör och vilka delar den består av. Mängden av information om utrustningen som används under testerna har begränsats. Det finns en hel del utrustning som används och informationen om dessa skulle räcka till ett annat examensarbete.

2 TRANSFORMATORS GRUNDER

2.1 Transformatorn

Transformatorn består i all sin enkelhet av två lindningar, d.v.s. primärlindningen och sekundärlindningen vilka ligger på en järnkärna. Transformatorn omvandlar växelspanningar till andra växelspanningar med samma frekvens m.h.a. elektromagnetisk induktion. En växelström som passerar primärsidan ger upphov till ett magnetfält i kärnan som sedan överför energi till sekundärsidan, vilken därefter producerar en inducerad spänning. Transformatorn är rätt speciell eftersom den kan ha en verkningsgrad på ca 95 %. Förhållandet mellan in- och utspänningen beror på antalet varv som lindats runt kärnan.



Figur 1. Transformatorns kärna och lindningar (Rejminger, Anders 2002. *Elkrafthandboken – Elmaskiner s. 2*)

Det finns i princip lika många transformatorer som det finns användningssätt för dem eftersom en transformator väljs beroende på användningssättet och frekvensen. Krafttransformatorer används då märkeffekten > 5 kVA vid 3-fas och > 1 kVA vid 1-fas. Småtransformatorer används då märkeffekten ligger under de ovanstående värdena. Mättransformatorer används för mätning men kan också användas som en skyddstransformator. Krafttransformatorer är elektriskt sett större och mer komplicerade och också fysiskt mycket större.

Transformatorn är bland de viktigaste huvudkomponenterna i elkraftsystem eftersom det inte går att förmånligt producera elektricitet utan en transformator. Utan krafttrans-

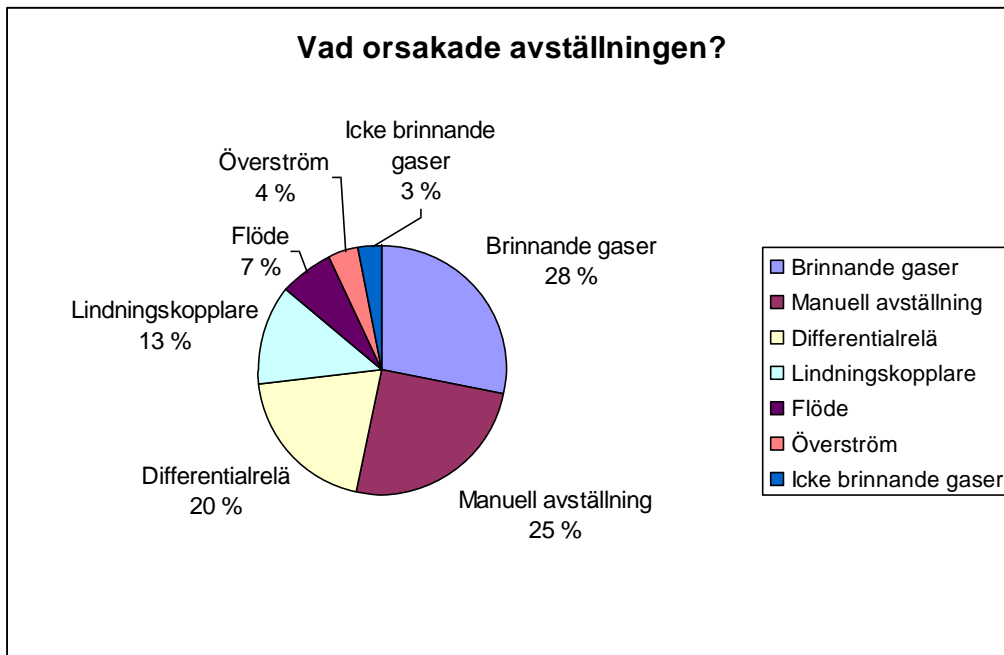
formatorer skulle överföringen av elektricitet över ett långt avstånd vara omöjligt p.g.a. förlusterna. Problem och fel i transformatorn kan ha allvarliga konsekvenser både ekonomiskt och miljömässigt. (Rejminger, Anders 2002. *Elkraftshandboken – Elmaskiner* s. 2)



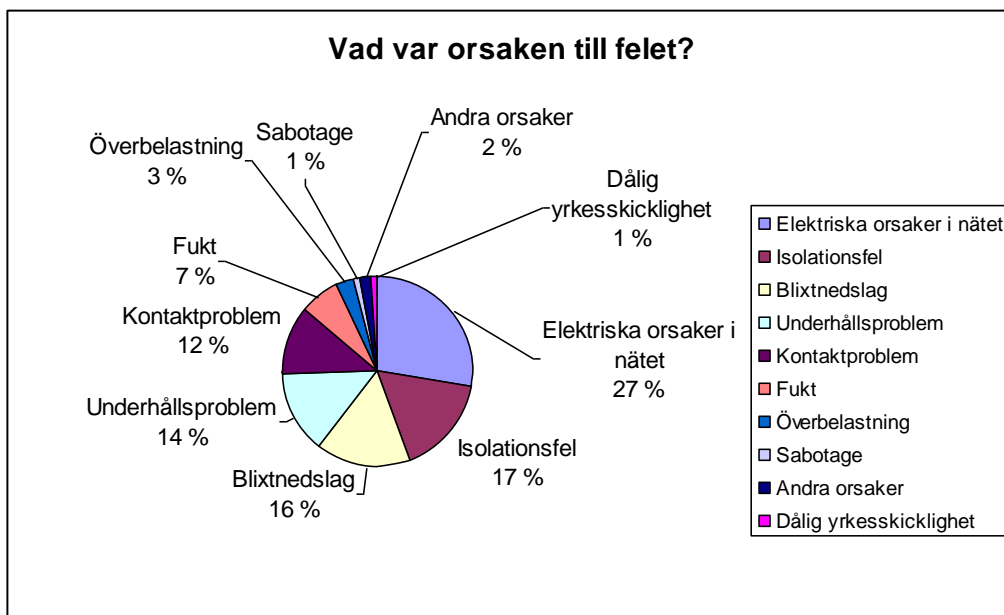
Figur 2. Krafttransformator 410 kV, 400 MVA, 392 000 kg vikt (87 000 kg olja) (Fotograf Jami Lehtinen. Hikiä 2010)

2.2 Allmännaste felen i transformatorer och vad de beror på

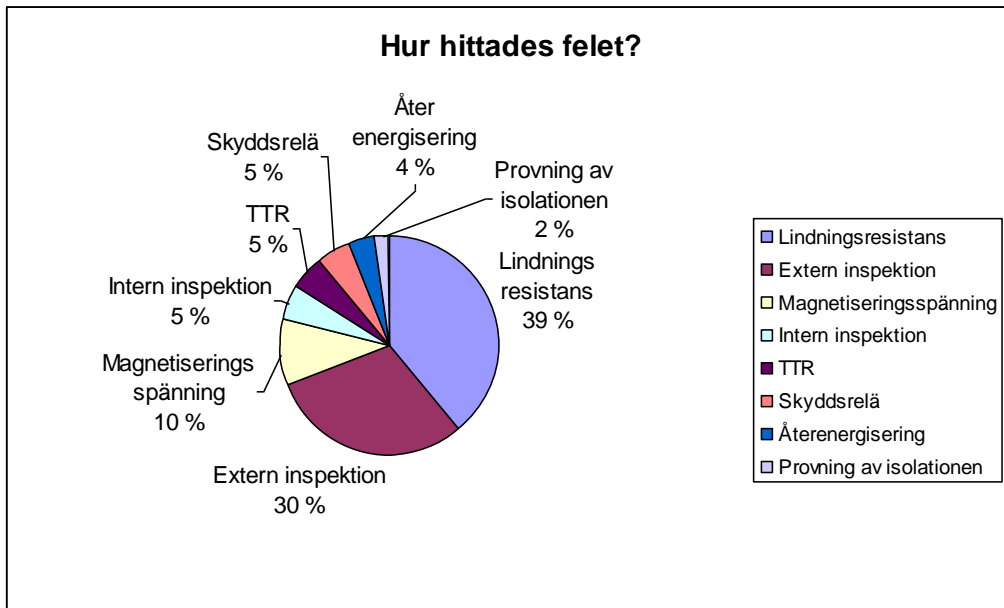
Transformatorn belastas hela tiden av flera olika krafter och variabler som kan orsaka ett fel var som helst i transformator. För att lätt kunna hitta felen är det viktigt att dokumentera felen med text och bilder. Ett specifikt fel i transformatorn lämnar ett speciellt avtryck. Nedan finns tre figurer som visar vad som var orsaken till en nedkörning och vad de berodde på.



Figur 3. Vad orsakade avställningen? (Brynjebo, Eddie 2010 EON. Transformer and High Voltage Equipment Training Course 2010 – Fingerprinting Power Transformers s. 9)



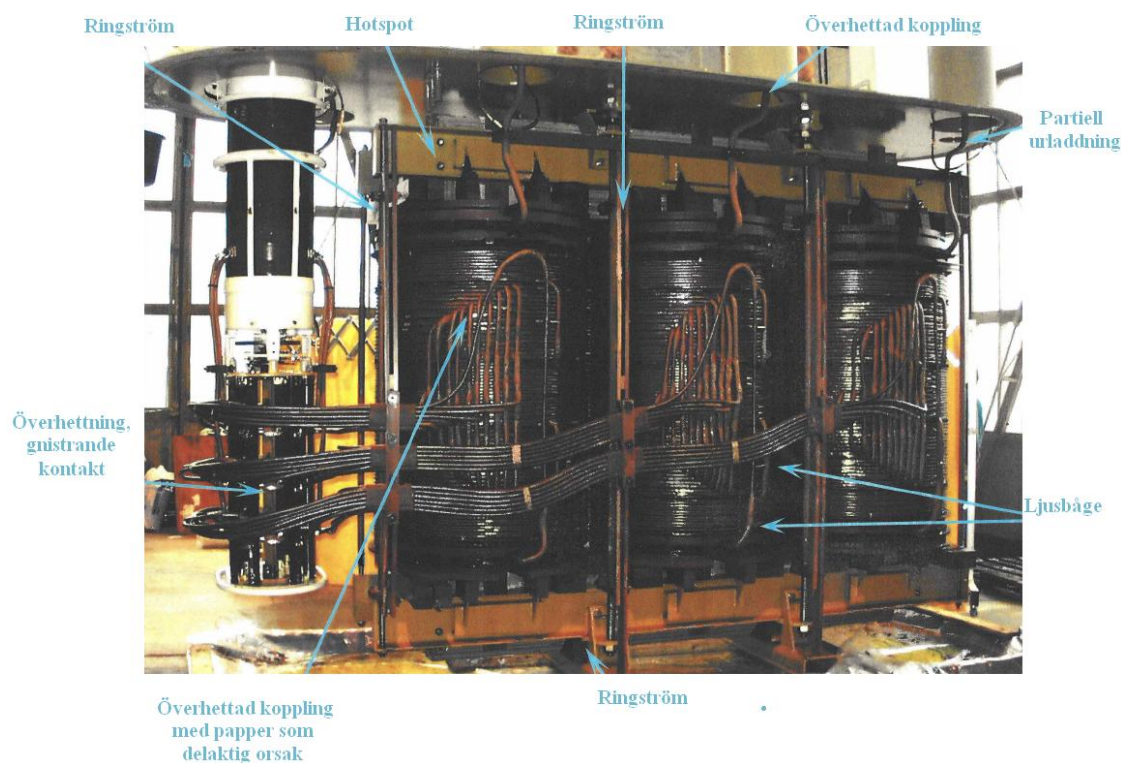
Figur 4. Vad var orsaken till felet? (Brynjebo, Eddie 2010 EON. Transformer and High Voltage Equipment Training Course 2010 – Fingerprinting Power Transformers s. 10)



Figur 5. Hur hittades felet? (Brynjebo, Eddie 2010 EON. Transformer and High Voltage Equipment Training Course 2010 – Fingerprinting Power Transformers s. 10)

I figur 5 ser man att mätning av lindningsresistansen är en viktig faktor. Mätning av lindningsresistansen utförs då det hittats avvikelser i gasprovet.

På bilden nedan ser man en transformators aktiva del. Pilarna indikerar platserna där olika fel kan uppstå.



Figur 6. Allmänna fel i en transformator (Fortum 2010)

Allmännaste felen som hittas under loppet av underhållet av transformatorn är lindningskopplarens kontaktfel, sekundärsidans kopplingsfel, heta punkter i kärnan (gnistbildning), kontaktfel i lindningskopplaren och jordningsfel i kärnans stödkonstruktion. (Västi, Marjatta 2009. *ECM Öllyanalysit* s. 15)

Tabell 1. 110 kV transformatorers fel i enlighet med användningstid (Laurila, Tom. s. 5)

Felets läge / ålder	0...5	6...10	11...15	16...20	21...25	26...30	31...35	36...40	41...45	46...50	51...55	56...60	61...65
Lindningarna och dess isolation													
Lindningskopplare							1						
Interna ledningar													
Olja													
Genomföring						1	2						
Kärnan													
Behållare och tätning						3	2						
Utrustning						2			1				
Annat stort fel						1							
Fel tillsammans						7							
År från service			3	8	71	167	117	78	45	34	8	5	5

Från tabellen ovan kan man se vilka fel som är vanliga bland transformatorer av olika åldrar. Tabellen är för 110 kV transformatorer men även andra krafttransformatorer följer samma värden. Från tabellen kan man se att 26-35 år gamla transformatorer har mest fel. Detta beror på att grundunderhållet utförs då transformatorn är i medeltal 26 år gammal. Medeltalet menar i praktiken att en transformator grundunderhålls i åldern 15-40 år. Mest fel uppstår just vid åldern 26...30 och det är då som man i medeltal påbörjar underhållet. Felen i spalten 31...35 har redan minskat. Dessa fel uppstår i transformatorer som man inte hunnit underhålla då transformatorn var 26...30 år gammal. I spalten 36...40 kan man se att det inte längre uppstår fel i transformatorerna. Underhållet minskar alltså felen för transformatorer.

År från service spalten (flera transformatorers sammanlagda värde) visar att värdet stiger tills transformatorerna i medeltal skall underhållas. Redan 5-10 år senare sjunker värdet med en tredjedel och 10-15 år senare har värdet halverats. Värdet sjunker för att transformatorerna underhållits. (Laurila, Tom. s. 5) (Takala, Otso 2005. *Suurjännitete-homuuntajien huoltojen vaikutus niiden käyttövarmuuteen ja elinikään. Diplomityöesitelmä. s. 2*)

2.2.1 Vilka fel är dyrast?

Somliga fel är dyrare än andra både ekonomiskt och tidsmässigt. De dyraste felen brukar vara de fel som leder till att transformatorns interna delar, d.v.s. kärnan och lindningarna lyfts ut från transformatorlådan. Till dessa hör fel i lindningarna som ofta leder till att man måste byta ut en eller flera lindningar. Sådana fel brukar kosta ca 50 % av hela transformatorns pris. Det är m.a.o. oerhört viktigt att hitta dessa fel i tid innan transformatorn skadas. En testning som tar från några timmar till några dagar är alltid billigare och gynnsammare än 50 % av transformatorns pris.

Ett annat fel som också leder till lyftningen av de interna delarna är ett fognings- eller kontaktfel. Kontaktfel i omsättnings- och lindningskopplaren brukar också vara dyra fel. Fel i genomföringarna kan också vara dyra.

Fel som inte är så allvarliga kan t.ex. vara ett mindre fel i lindningskopplaren. Ifall lindningskopplaren bara används i några reglerlägen kan de andra lägenas kontakter bli smutsiga av gnistbildningen som sker i lindningskopplaren. Om lindningskopplaren se-

dan kopplas till ett av de oanvända lägena kan det förekomma problem. Dessa fel kan undvikas med att koppla lindningskopplaren från det ena ytterläget till det andra med jämna mellanrum. Detta håller kontaktytorna rena. (Aroranta, Mauri 2010. [muntl.]. Diskussion 27.9.2010)

2.2.2 Vad händer om man inte underhåller eller testar transformatorn?

Alla transformatorer kommer i något skede att ha ett större eller mindre fel ifall man inte underhåller dem. Typen och allvaret av felet kan variera mycket och beror ofta på den omgivande miljön. I somliga fall kan ett fel vara så litet att man aldrig märker det. Det är nödvändigt att vara noggrann med mätningarna eftersom små avvikelser i mätresultaten har en tendens att snabbt bli stora fel. Ett litet fel som noterats kan under tjänliga omständigheter nå en kritisk gräns mycket snabbt och förstöra transformatorn mellan mätningarna, d.v.s. inom några månader. Det är just mindre fel som kan starta en oåterkallelig kedjereaktion då kritiska gränser nås. Som följd av detta förstörs transformatorn och inverkan på elnätet är stor. Därför är det oerhört viktigt att man reagerar åt varje fel, oberoende om det är ett litet eller stort fel. Transformatorn kan i vissa fall tas i bruk med ett litet fel, men då måste man veta med erfarenhet att felet inte når en kritisk gräns innan nästa granskning. Då måste man också kontrollera transformatorn minst varje månad för att följa utvecklingen av felet.

Transformatorer som inte underhållits kan på ytan se mycket normal ut. Det enda sättet att egentligen känna igen en underhållen transformator är att dess yta målats. Man kan också se efter oljeläckage. Fastän transformatorns exteriör ser normal ut, kan de interna delarna vara uttjänta. Konsekvenserna av ett fel kan vara mycket allvarliga eftersom en krafttransformator oftast är grunden till ett stort elnät. En trasig transformator är dyr för ägaren då det snabbt måste fås tag på en reservtransformator eller en ny transformator. Att reparera transformatorn inklusive transporten, kan ta flera veckor eller månader.

Söndriga transformatorer påverkar också vanliga människor eftersom fel kan orsaka massiva strömavbrott, vilket stör och irriterar allmänheten. (Muller & Vynnyk 2010. *Prevention of Oil-Filled Transformer Explosions by a Fast Depressurisation Strategy* s. 1)

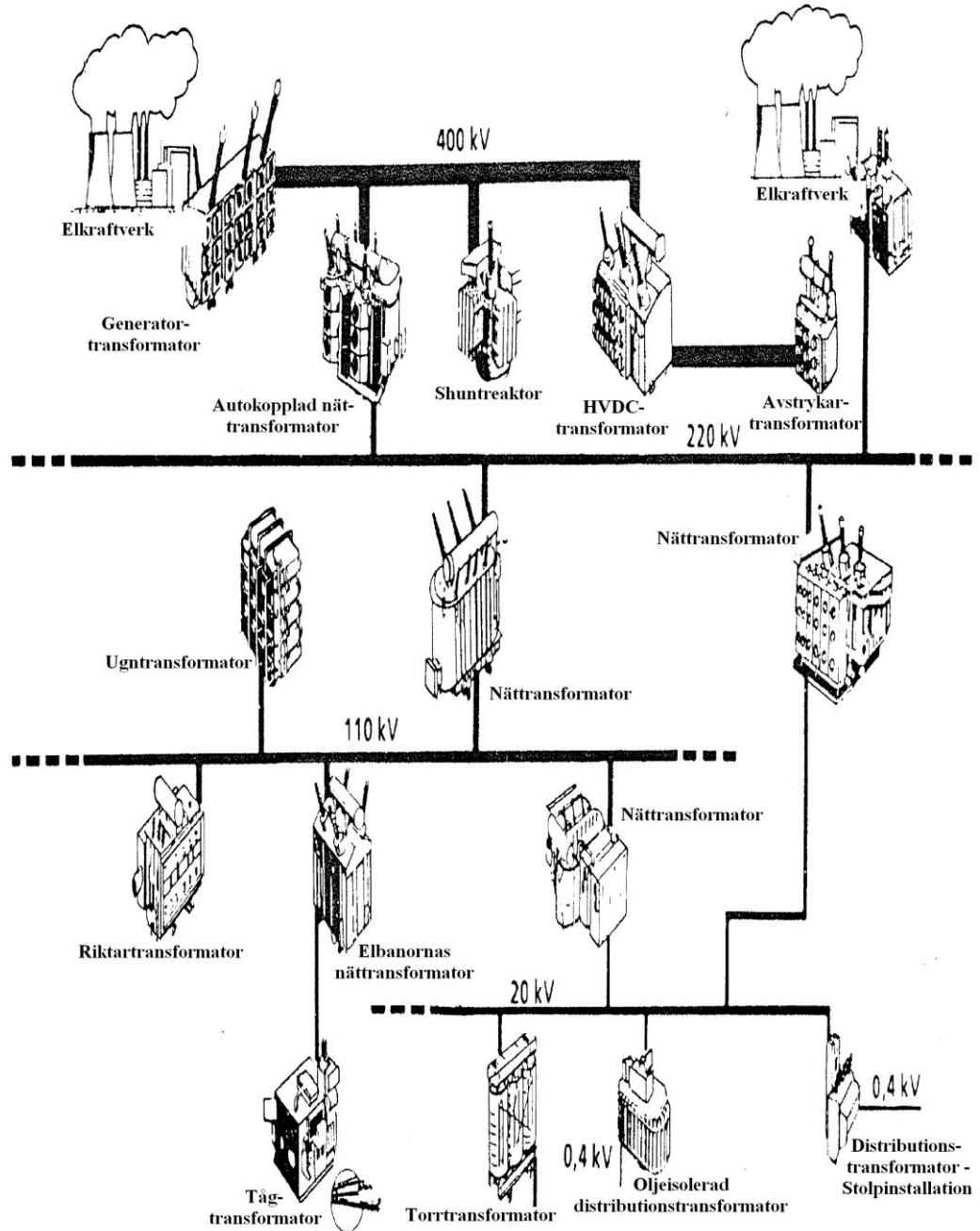
2.3 Olika transformatorer

Det finns mycket av olika transformatorer som används för flera olika ändamål. Alla transformatorer fungerar sist och slutligen med samma princip fastän det finns flera olika tillverkare. En av Finlands största och mest kända transformator-tillverkare är ABB före detta Strömberg.

Krafttransformatorer kan delas i två grupper: torrisolerade och oljeisolerade. Torrisolerade transformatorer fungerar exakt med samma princip som oljeisolerade transformatorer. Då det förekommer ett fel är torrisolerade transformatorer säkrare. Detta beror på att torrisolerade transformatorer inte innehåller transformatorolja som under en eldsvåda fungerar som bränsle för branden. Därför används torrisolerade transformatorer ofta i närheten av bebyggelse, inomhus och i elkraftverk. Mitt arbete kommer att koncentrera sig på stora oljeisolerade krafttransformatorer eftersom det är dem som jag under sommaren huvudsakligen har testat. Oljeisolerade krafttransformatorer brukar användas i sådana uppgifter där torrisolerade transformatorers märkeffekt inte räcker till, d.v.s. i närheten av elkraftverk och distributionsstationer där spänningarna är som störst. Oljeisolerade transformatorer brukar inte finnas inomhus. Orsaken är oljan som brinner mycket våldsamt. Oljeisolerade krafttransformatorer är massiva och mycket tekniska maskiner.

Figur 7 demonstrerar hur olika slags transformatorer används idag.

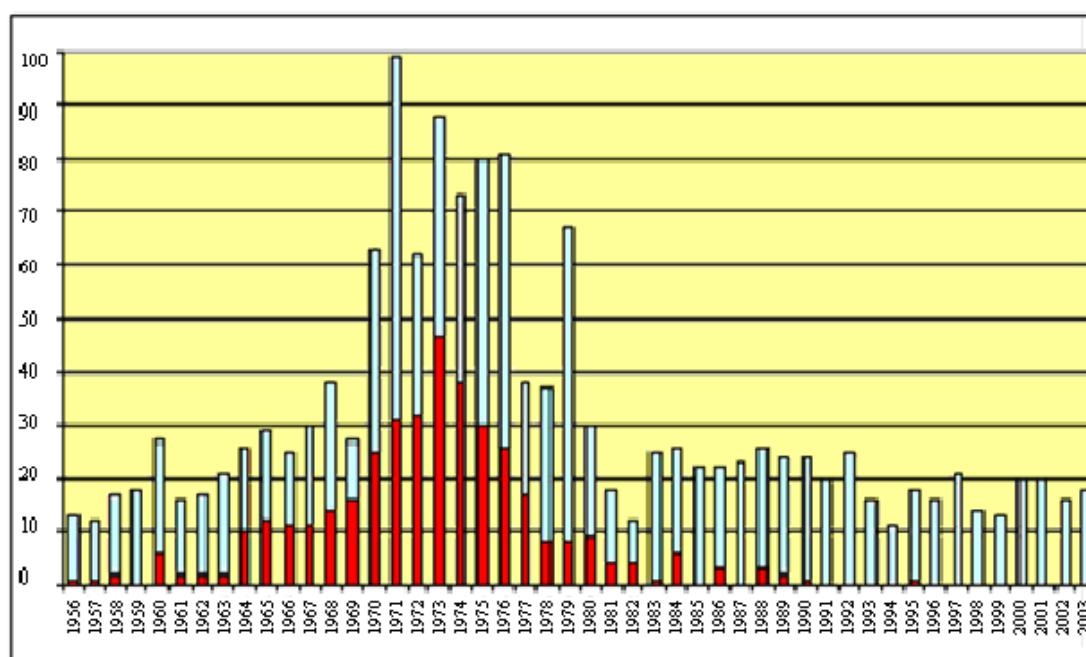
Användning av krafttransformatorer i kraftöverföringsnätet



Figur 7. Användning av krafttransformatorer i kraftöverföringsnätet (Imatran Voima OY 10/1990)

2.3.1 Hurdana och hur gamla transformatorer finns det i drift idag?

Största delen av finska transformatorer är byggda under 1960- och 1970-talet. Detta gäller även de andra Skandinaviska länderna. En orsak till det våldsamma byggandet var den nya tekniken som gjorde tillverkningen av transformatorer billigare. En annan orsak är det växande elbehovet. Idag finns det ca 2000 krafttransformatorer i Finland som är från 110 till 400 kV. Det finns också ungefär 130 000 distributionstransformatorer.



Figur 8. Krafttransformatorer i Finland (Heinonen, Kari 2010 *Infratek Finland. Maintenance and life time extension of power transformers*)

Bilden demonstrerar åren då krafttransformatorer tillverkade av ABB är byggda. Den blåa spalten visar hur många transformatorer som byggts och den röda spalten hur många av de byggda transformatorerna som underhållits (kärnan lyfts ut).

Som man kan se från figuren, är största delen av krafttransformatorerna byggda på 1970- talet. Om man studerar diagrammet noggrannare, kan man se att bara 30 % av årets 1971 transformatorer underhållits grundligt, fastän transformatorerna är 40 år gamla. Värdet är från året 2003. Antalet underhållna transformatorer från 1970- talet har stigit efter 2003, eftersom de senast vid 40 års ålder borde underhållas.

Enligt figuren har inte årets 1959 transformatorer underhållits alls. Det är inte hela sanningen. Bristen på underhållet beror på att dessa transformatorer antagligen redan skrotats efter cirka 40 års användning och att de aldrig underhållits.

Enligt Kari Heinonen från Infratek Finland, som underhåller krafttransformatorer, måste de allra äldsta transformatorer som inte underhållits bytas ut inom närmaste framtid, eftersom det räknats att det inte längre lönar sig att underhålla dem. Heinonen menar också att det är en mycket stor utmaning för transformator tillverkarna att uppfylla behovet av nya transformatorer. Denna utmaning är också en orsak varför man måste använda de återstående fungerande transformatorerna så länge som möjligt. (Heinonen, Kari 2010. *Maintenance and Life Time Extension of Power Transformers*)

2.4 Transformatorns delar

2.4.1 Transformatorolja

Transformatorolja är mineralolja som destillerats. Som slutprodukt får man en olja med en låg viskositet, d.v.s. transformatoroljan är ”tunnare” än t.ex. motorolja. Oljans viktigaste uppgifter är att fungera som en elektrisk isolator och överföra värme från de varma delarna av transformatorn till kylelementen. För att oljan skall kunna utföra sin uppgift så som den skall måste oljan vara extremt ren. Transformatoroljan är mycket känslig för förorenande partiklar som vatten och fasta partiklar. Föroreningarna försämrar oljans kvalitet som i sin tur har en direkt koppling till transformatorns återstående livslängd. Fastän det inte skulle uppkomma några föroreningar i oljan kommer den ändå att föråldras en del p.g.a. oxidering. Oxideringshastigheten beror mest på oljans temperatur och mängden syre som finns inne i transformatorn. Vid transformatorns driftstemperatur 60-70 °C är oxideringen relativt snabb men i rumstemperatur är oxideringen mycket långsam. Ifall transformatorn överbelastas under en kortare tid och temperaturen stiger över 100°C är oxideringshastigheten redan mångdubblad (Laurila, Tom. *Generaattori-muuntajan KTRW 123x100 Elinikä* s.6). Ifall oljan innehåller föroreningar försämrar dess cirkulation, värmemotståndet växer, kylningsegenskaperna försämrar och därmed uppvärms transformatorn. Temperaturstegring av transformatoroljan är en av de största orsakerna till transformatorns föråldring. Stegringen beror bl.a. på förluster i transfor-

matorn som kan vara en följd av en otillräcklig kylning. I vissa fall kan också utomstående faktorer påverka transformatoroljans temperatur. Ifall transformatorn är placerad utomhus kommer damm av olika slag att landa på transformatorn och därmed försämra dess kylning. Solsken som skiner direkt på transformatorn är ett problem speciellt under sommaren. Transformatorer som är stationerade inomhus påverkas mest av damm och av ett för litet utrymme som snabbt uppvärms pga. dålig luftcirkulation. För att kyla ner transformatorn finns det flera olika alternativ. (Rejminger, Anders 2002 s. 22)

Transformatoroljan måste passera ett stort antal prov för att möta olika standarder och detta ställer problem för oljetillverkaren. Ny olja måste vara extremt rent, vilket man kan uppnå med en process som kallas hydrobehandling. Hydrobehandlingen avlägsnar syre, kväve, svavel och andra metaller. Dessa metaller är korrosiva och reaktiva och de dåliga egenskaperna mångdubblas inne i transformatorn där förhållandena är gynnsamma för dessa ämnen. Hydrobehandling går ut på att exponera oljan för extrema temperaturer och högt tryck. Trycket som oljan exponeras till är ca 140 bar och temperaturen kan nå 385°C. Förhållanden under hydroprocessen kan aldrig nås inne i transformatorn vilket leder till att största delen av de oönskade ämnena försvinner. De partiklar som överlever behandlingen är inte farliga eftersom de inte längre är korrosiva. (Rasco, Jimmy. *Corrosive Sulphur in Transformer Oil*, Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium 2010 s. 5)

Oljan måste kontrolleras med jämna mellanrum genom att ta ett oljeprov i en genomskinlig flaska vars volym är cirka en halv liter. Det finns en speciell teknik som måste användas för att få ett bra och pålitligt oljeprov. Ur proven kan man få reda på bl.a. oljans isolationsspänning, neutralisationsgraden och vattenmängden.

Ifall oljan är förorenad eller föråldrad kan den regenereras d.v.s. ”återupplivas” där dess egenskaper återhämtas. En stor orsak till att man vill regenerera oljan är fukten som kommit in i transformatorlådan. I filtreringen ingår att man torkar oljan och isolationspappret där största delen av vattnet befinner sig. En del vatten kan också finnas i transformatorns träddeklar. Torkningsprocessen är mycket långsam eftersom man måste cirkulera oljan genom en ugn i flera dagar innan all vatten ur pappersisolationen är borta. I vanliga fall gör man denna procedur bara 1-2 ggr under en transformators livslängd. (Rejminger 1996 s. 22)

Oljans temperatur och volym förändras hela tiden och därför har de flesta transformatorer ett expansionskärl som är i kontakt med själv transformatorlådan. Dess uppgift är att absorbera överskridande olja och oljetryck. Nuförtiden blir det dock allt vanligare att det inte finns ett expansionskärl utan ett utrymme inne i transformatorlådan vart oljan kan expandera. (Rejminger 1996 s. 23)

Då transformatorolja uppvärms växer dess volym och då måste överlopps luften ut ur transformatorlådan. Samma gäller så oljan kyls ner, men då sugas luft in i transformatorlådan. Oljan får dock inte vara i direkt kontakt med luften utan luften filtreras genom en torkapparat fylld med silikagel. Ämnet är ett fast material som är syntetiserat från "sodium silikat". Det är ett naturligt ämne som bearbetats till små korn och vars uppgift är att hålla oljan ren och fuktfri. Torkapparaten är oftast placerad fast i expansionskärlet via ett rör. Silikagel kan ha flera olika färger i början beroende på tillverkaren. Oftast är kornen blåa i början ända tills de förändras till ljusröda då de absorberat tillräckligt fukt. En annan möjlighet är att kornen är gula eller orange i början och förändras till genomskinliga då de måste bytas ut. Torkapparaten är en viktig del av transformatorn och bör granskas och förnyas med jämna mellanrum. (Rejminger 1996 s. 23)

2.4.2 Kylning

Transformatorer kan fördelas i två grupper enligt hur de kyls: självkylda och forcerat kylda. Självkylningen sker genom spontan strömning i en uppåtriktad ström av oljan. Luft strömmar uppåt genom lindningarna i en torrisolerad transformator och olja i en oljeisolerad transformator. Det finns alltså ingen hjälpkraft som påverkar kylningen av transformatorn. Mindre transformatorer som är fyllda av olja är gjorda av tunnplåt som formats så att ytan av plåten är så stor som möjligt. I större transformatorer är plåten tjockare och består av utåtvända flänsar som förstorar ytan. Denna kylmetod är vanlig och kräver inga utomstående krafter.

För större transformatorer måste man använda forcerad kylning eftersom stora ytor inte längre räcker till. Dessa transformatorer förses med oljepumpar som cirkulerar oljan samt fläktar som kyler ner kylflänsarna. Gränsen mellan självkylda och forcerat kylda transformatorer brukar gå ungefär vid 20-25 MVA. Märkskylten förses med beteck-

ningen som anger transformatorns kylningssätt. Beteckningen består av fyra bokstäver som anger följande:

- Medium som är i kontakt med lindningarna
- Cirkulationssätt för medium som är i kontakt med lindningarna
- Yttre medium i kontakt med kylsystemet
- Cirkulationssätt för medium som är i kontakt med kylsystemet

Dessa bokstäver används för att ange kylningssättet och medium:

- O Mineralolja (eng. oil)
- L Annan isolervätska (eng. liquid)
- G Gas (eng. gas)
- W Vatten (eng. water)
- A Luft (eng. air)
- S Fast isolermaterial (eng. solid)
- N Naturlig (eng. natural)
- F Med fläkt eller pump (eng. fan)

(Rejminger 2002 s. 21-22, 52)

En transformator med naturlig oljecirkulation och yttre kylning med fläkt anges ONAF. En torrisolerad transformator märks endast med två bokstäver, antingen AN för självkyllda eller AF för transformatorer med fläkt- kylning.

2.4.3 Omsättningskopplare

Belastningen i kraftledningsnät kan variera en hel del under dygnet och vid olika delar av nätet. Detta beror på varierande belastning som orsakas av allmänhetens behov av elektriska maskiner, t.ex. hög belastning under arbetstider och kvällen samt låg under natten. Variationerna i belastningen måste begränsas så mycket som möjligt och därför har transformatorn ofta en manuellt reglerbar lindning som kallas för en omsättningskopplare. Med hjälp av omsättningskopplaren kan spänningen i transformatorn regleras med små steg så att sekundärspänningen hålls på en sådan nivå som nätet behöver.

Nackdelen med omsättningskopplaren är att den bara får behandlas i ett spänningslöst tillstånd. Omsättningskopplaren kan vanligen regleras i tre eller fem lägen. Regleringen sker för hand eller med ett speciellt verktyg på transformatorlocket. (Rejminger 2002 s. 40-41)

2.4.4 Lindningskopplare

Transformatorer som matar ett högspänningsnät skall kunna regleras under drift för att kunna kompensera spänningsfall i transformatorn och ledningarna. Till skillnad från omsättningskopplaren sker lindningskopplarens omkoppling automatiskt mellan två uttag utan avbrott och kortslutningar. Lindningskopplaren är placerad i uppspänningslindningen och den kan regleras vanligen i 17 eller 19 olika positioner. Stora 410 kV transformatorers lindningskopplare kan ha 13 positioner. Denna egenskap möjliggör att man kan påverka transformatorn mycket fritt eftersom varje position är ca 1,67 % av centrallägets spänning. Det betyder att position ett (1) är ca 13 % högre än centralpositionens spänning. För varje position finns det en egen märkspänning och dessa värden står på märkplåten.

Lindningskopplaren bör fungera felfritt eftersom en kortslutning eller ett annat fel i omkopplingen kan leda till ett större fel i transformatorn. Det är oftast i kringutrustningen som det kan förekomma fel men ifall dessa inte redan skadat transformatorn kan man reparera felet på plats och under drift.

Då man reglerar lindningskopplaren från en position till en annan förekommer det alltid en del gnistbildning. Gnistorna leder till att det uppstår sotpartiklar som kan förorena transformatoroljan. Därför placerar man lindningskopplaren ofta i en separat låda som är fylld av olja. Större transformatorer kan ha lindningskopplaren placerad utanför själva transformatorn p.g.a. utrymmesskäl. (Rejminger 1996 s. 42)

2.4.5 Oljepappersisolation

Som oljepapper, d.v.s. pappret mellan lindningarna och oljan används kräppapper. Pappret har en naturlig brun färg och kan också användas vid isoleringen av motorer, generatorer och kraftledningar. Papprets viktigaste uppgift är att fungera som elektrisk

isolator och förebygga elektriska överslag. På pappret kan man ofta också hitta ett tunt lager av lack som också förbättrar det elektriska och mekaniska skyddet. Föråldring av pappersisolationen och dess påverkan på hela transformatorns funktion tas upp i en senare del av arbetet.

2.4.6 Plastisolation

I polymererna sker det under tidens lopp flera reaktioner som försämrar isolationens mekaniska, elektriska och kemiska egenskaper. Dessa förändringar kan skapa mikroskopiska håligheter i plasten vilket kan leda till partiella urladdningar. Då polymerer används som isolation är det viktigt att materialet har stark hållfasthet både mekaniskt och elektriskt. Dessa egenskaper påverkas också av temperatur och fuktighet. Plastisolationen har en mycket bra kortvarig elektrisk hållfasthet d.v.s. den tål hård påfrestning under en kort tid. Den långvariga elektriska hållfastheten är däremot sämre. Böj- och draghållfastheten är också viktiga egenskaper hos materialet, speciellt på de delar där det förekommer vibrationer. Sådana här polymerer är t.ex. polyeten och epoxi. (Aro, Martti 2003. *Suurjännitetekniikka* s. 181)

2.4.7 Annan isolation

Transformatorns isolation måste behålla sin elektriska, termiska och mekaniska egenskaper även om transformatorn belastas mer än vanligt. Det är speciellt under långvariga heta förhållanden som det förekommer fel i isolationen. Organiska isolationsmaterial är i synnerhet i fara under svåra förhållanden eftersom dess stora molekyllängder spjälkas och materialets elektriska, kemiska och mekaniska egenskaper försämras. Dessa förändringar kan inte återställas. Isolationens värmeföråldring sker p.g.a. kemiska reaktioner och dessa växer proportionellt med temperaturen.

Isolationens försprödning eller något annat avtagande kan bl.a. bero på vibration, värmeutvidgning, elektromagnetiska krafter eller andra mekaniska belastningar som isolationen kan möta. Under en längre exponering av dessa krafter kan isoleringen bli skör och trötta. Denna reaktion kan bli dramatiskt snabbare ifall mer än en kraft påverkar isolationen samtidigt. (Aro 2003 s. 181)

2.5 Transformatorskydd

Fel i transformatorn kan bero på överbelastning i olika delar av transformatorn. Defekterna kan också bero på utomstående orsaker såsom blixtnedslag, isolationsfel, problem i elnätet, sabotage m.fl. En stark spänningspuls leder ofta till ett överslag till jord men i somliga fall kan överslaget uppstå mellan lindningarna. Oberoende av felet brukar slutresultatet vara en ljusbåge och/eller överhettning. Detta leder igen till fukt- och gasbildning som påverkar transformatoroljan och isolationen. Detta kapitel presenterar olika transformatorskydd som används för att få en förvarning av ett problem.

2.5.1 Temperaturvakt

Eftersom temperaturen påverkar transformatorn mycket måste både oljetemperaturen och lindningstemperaturen mätas. Det är viktigt att mäta båda temperaturerna eftersom en plötslig förändring i lindningstemperaturen inte direkt påverkar oljetemperaturen. Oljan värms mycket långsamt speciellt i transformatorer med flera ton olja. Lindningarna kan värmas upp på ca 15 minuter medan oljan i övre delen av transformatorn når samma temperatur först efter flera timmar. Temperaturerna övervakas med termometrar (*figur 9*) som visar både oljans rådande temperatur och högsta temperatur. Termometrar kan ställas in för att starta fläktar ifall temperaturen stiger över en viss gräns. De kan också ställas in för att koppla loss transformatorn från nätet ifall temperaturerna i transformatorn överskrider kritiska värden. (Rejminger 2002 s. 24-25)



Figur 9. Flera temperaturvakter som indikerar bl.a. olje- och lindningstemperaturen (Fotograf Jami Lehtinen Hikiä 2010)

För att mäta temperaturvärden på andra komponenter i transformatorn används infraröd utrustning. Varje komponent som skapar värme producerar värmestrålning som IR- kameran sedan plockar upp. Med hjälp av IR- kameran kan man få reda på vilken del av transformatorn som producerar mest värme. Kameran används också för att lokalisera värmeläckage. (Muuntajahuolto broschyr, Fortum 2009) (Blomqvist, Hans 1997. *Elkraftshandboken – Elkraftsystem* s.378)

2.5.2 Gasvakt

Transformatorn måste också ha en gasvakt som indikerar gasbildning och gasernas cirkulation i transformatorlådan. Gasvakten befinner sig i röret mellan transformatorn och expansionskärlet. Såsom temperaturvakten, kan gasvakten också koppla av transformatorn. Detta sker ifall det förekommer gaser av farlig art eller om oljecirkulationen är för snabb. (Rejminger 2002 s. 25-26) Fastän gasvaktens funktion är enkel har den visat sig vara en av de viktigaste skyddsapparaterna i en transformator. Alla viktiga krafttransformatorer som ligger vid stora elkraftverk eller distributionsanläggningar bör ha en direktuppkopplad gasanalysator för att möjliggöra ett så snabbt ingrepp som möjligt då det uppstår ett fel. En direktuppkopplad apparat är en billig försäkring i jämförelse med

en trasig krafttransformator som i värsta fall kan vara ur bruk i flera månader. (Öhlén, Carl 2003. *Elkraftshandboken – Elkraftsystem* s. 386)

2.5.3 Differentialskydd

Differentialskyddet opererar då det förekommer faskortslutningar och jordfel. För en tvålindningstransformator kopplas faserna så att varje fas matas med skillnadsströmmar mellan primär- och sekundärsidan. Strömtransformatorer som matar differentialskyddet måste ha en omsättning som kompenserar krafttransformatorns omsättning och fasvridning så att strömskillnaden blir noll vid normal belastning. (Öhlén 2003 s. 386)

2.5.4 Övermagnetiseringsskydd

Övermagnetiseringsskydd används med aggregattransformatorer som är kopplade till generatorer. Hög spänning i det normala frekvensområdet kan orsaka en ökad magnetisering, likasom en normal spänning och en låg frekvens också kan skapa en höjd magnetisering. Ifall det uppstår höjd magnetisering kommer temperaturen att stiga och isolationen att försvagas. En orsak till en alltför hög spänning vid låg frekvens kan vara startande och stoppande av en generator. (Öhlén 2003 s. 389)

2.6 Underhåll av transformatorer

Underhåll av transformatorer har blivit allt viktigare då man undersökt dess inverkan på transformatorns tillstånd och noterat att underhållet kan öka livslängden av transformatorn med flera år. Eftersom det inte är Fortum som utför underhållet av en transformator, kommer kapitlet bara kort att presentera vad underhållet går ut på. Underhållet är starkt knuten till testningen eftersom man måste kunna säkra att transformatorn fungerar felfritt efter underhållet.

2.6.1 Planering av underhåll

Då man planerar underhållet av en krafttransformator är det bra att komma ihåg att en transformator har en mycket lång livslängd fastän man inte skulle underhålla den. Allt beror sist och slutligen på hur mycket och på vilket sätt transformatorn drivs. Ifall man

underhåller transformatorn på rätt sätt kan transformatorn bli t.o.m. 50 år gammal. Efter en så lång tid måste riskerna värderas. En transformator skall hållas i drift så länge som möjligt utan att riskera konsumenternas elbehov och omgivningens säkerhet. Det måste noggrant räknas ut ifall en ny transformator blir lönsammare än en gammal transformator som ständigt måste underhållas.

Det finns två typer av underhåll som man använt förut: periodiskt underhåll och felavhjälpande underhåll. Periodiskt underhåll betyder att man inspekterar och underhåller en transformator med jämna mellanrum oberoende om delarna är gamla och trasiga eller nya. Felavhjälpande underhåll betyder att man väntar på att ett fel uppstår och sedan reparerar felet utan att göra inspektioner i andra delar av transformatorn. Felavhjälpande underhåll har visat sig vara dyrt. Dessutom tar reparationerna en längre tid än i periodiskt underhåll. Dagens metoder är en kombination av förebyggande underhåll och tillståndsbaserat underhåll, där förebyggande underhåll har visat sig vara på alla sätt det mest lönsamma. I dagens underhåll inspekterar man transformatorn, testar den och byter ut slitna delar innan det uppstår ett fel i transformatorn. Tillståndsbaserat underhåll är i princip att man fördjupar sig i transformatorns funktion och testar de olika delarna för att hitta transformatorns svaga delar. Jämförandet av de nya testresultaten med gamla resultat och standarder är också en del av underhållet eftersom gamla resultat kan ge ledtrådar om vilken del av transformatorn eller andra transformatorer av samma typ brukar gå sönder.

Underhåll av transformatorn kan ske på platsen där transformatorn är belägen. En annan möjlighet är att transportera transformatorn till stora hallar där all utrustning finns färdigt. Då det är fråga om mycket stora transformatorer kan det vara enklare att underhålla transformatorn ute på fältet. (Blondell, Rolf 2003, *Elkrafthandboken – Elkraftsystem*, s. 445)

Underhåll av krafttransformatorer har under åren blivit allt viktigare då ägarna av transformatorerna har märkt att transformatorernas livslängd betydligt kan förlängas med underhåll. Underhållsmetoderna är relativt dyra om man tänker trångsynt bara som en kostnad, men en underhållen transformator är mycket billigare åt ägaren än en transformator som inte underhålls och som måste tas ur bruk redan efter 20 år.

Visuella inspektioner bör utföras med en till sex månaders mellanrum beroende på transformatorns användningssätt och ålder. Alla förändringar i utseendet skall identifieras och analyseras och därför är det bra att ha en bild av transformatorn som ny att man lättare kan känna igen förändringarna. Oerfaren personal kan utföra inspektionerna med hjälp av en minneslista medan personer med tillräcklig kunskap av transformatorer kan tack vare sin erfarenhet märka små förändringar som andra kanske inte skulle känna till.

Lindningskopplaren är en del som rör sig relativt mycket jämfört med transformatorns andra delar. Därför är det viktigt att man kontrollerar och underhåller den med fem års mellanrum eller oftare beroende på användningssättet och belastningen. (Heinonen, Kari 2010 s. 1)

2.6.2 Revision

Revision av transformatorer betyder att man lyfter ut den aktiva delen ur transformatorlådan och underhåller den. I Finland har ca 30 % av alla krafttransformatorer undergått ett s.k. grundläggande underhåll, vilket helst skall utföras på en transformator en gång under dess livscykel. Med revision kan man utöka livslängden av en transformator med 10 till 20 år och säkra att den verkligen fungerar som den skall. En revision på en 110 kV transformator kostar enligt Kari Heinonen från Infratek Finland, ca 10-20 % av priset på en ny transformator. På större transformatorer betalar revisionen tillbaka sig själv redan efter några år. Revisionsprocessen tar vanligen fyra till sex veckor och den utförs i en stor hall där all utrustning finns tillgängligt. I somliga fall kan även revisionen göras där transformatorn är belägen. Ifall revisionen görs på fältet eller inte beror på omgivande förhållanden och storleken på transformatorn. De allra största transformatorer brukar underhållas på fältet med att använda en lyftkran och ett mobilt system som torkar isolationspappret. (Heinonen, Kari 2010 s. 4)

Med att man lyfter upp transformatorns interna delar d.v.s. kärnan och lindningarna från transformatorlådan kan man underhålla delar som annars vore omöjliga att underhålla. Man slipper till hands åt lindningarna som skall putsas och spännas. Spänningen av lindningarna återför deras kortslutningshållbarhet som försämrats av darning. Denna process skall utföras både innan och efter att lindningarna och deras isolation torkas i en

ugn. Kortslutningshållbarheten kan också förbättras med att reparera fel i stödkonstruktionerna.

De interna delarna måste också lyftas ut då man regenererar oljan och förnyar transformatorns isolation. Då oljan är borta från transformatorlådan kan själva lådan och pappersisolationen torkas. Torkningen och regenerationen leder till att extra fukt i oljan och isolationen försvinner. Service av lindningskopplaren kan inte heller utföras om man inte lyfter ut de interna delarna.

Tabell 2. Förändring i fukthalten efter revision

	Fukt i oljan mg/kg		Fukt i pappersisolationen %	
	Före underhåll	Efter underhåll	Före underhåll	Efter underhåll
Fall 1	9,7	2,7	2,7	0,7
Fall 2	6,7	2,7	3,7	0,4
Fall 3	3,8	1,9	2,8	1,2
Fall 4	8,6	3,4	2,9	0,4

Från tabell 2 kan man se vilken inverkan torkningen av isolationen och oljan har på fukthalten. Det är tydligt att torkningen inverkar positivt på oljans och pappersisolationens tillstånd. Transformatorerna är mellan 22,5 – 110 kV krafttransformatorer. Eftersom testresultaten är hemliga mellan Fortum och kunden kan inte noggrann information om transformatorerna visas.

För att kontrollera pappersisolationen brukar man riva bort cirka 10 % av isolationen runt fogningarna. Genom denna procedur får man en allmän bild om isolationens tillstånd. Tillståndet av den överblivande isolationen estimeras på basis av informationen som man fått av det rivna pappret.

För att undvika oljeläckage skall kork- och gummitätningarna förnyas. Dessa kan förnyas bara om man lyfter bort de interna delarna.

Lyftning av transformatorns kärna och lindningar är viktigt för att man skall kunna utföra en utförlig service åt hela transformatorn. (Laurila, Tom. *Generaattiroomuuntajan KTRW 123X100 elinikä*. s. 17-19)

Den optimala åldern för revision är i medeltal då transformatorn är 26 år gammal. Detta kan i praktiken betyda att man underhåller transformatorn i åldern 15-40 år. Det är efter

20 års användning som det enligt statistiken sker mest fel i transformatorer. För att få reda på en lämplig tidpunkt för revisionen skall utföras kan man mäta pappersisolations DP- värde samt vattenhalt. Dessa ger dock bara en bild om pappersisolations tillstånd.

Till revisionen hör bl.a. dessa operationer:

- Spänning av lindningarna för att återföra kortslutningsspänningen till det värde som den var i början.
- Torkning av pappersisolationen
- Revision av lindningskopplaren
- Avgasning och filtrering av oljan
- Testning av genomföringarna. Enligt Infratek Finlands statistik är 2,5 % av bussningarna oanvändbara och 4,5 % lätt skadade.
- Förnyande av packningarna
- Förnyande av olika skydd (silikagel och kvicksilvermätare)
- Dokumentation av revisionen att man i fortsättningen kan kontrollera vad som gjorts.

Det är extremt viktigt att dokumentera alla fel som en transformator har, inte bara för att få reda på felet som inträffat utan för att kunna identifiera fel som kan visa sig vara vanliga för just en typ av transformatorer. Transformatorer som hör till samma ”familj”, d.v.s. de är byggda av samma tillverkare under samma period kan ha ett gemensamt tillverkningsfel. Ifall det inträffar ett allvarligt fel i transformatorn är det viktigt att ta reda på var de andra ”familjemedlemmarna” befinner sig och dra dem ur drift och undersöka dem innan de också får ett fel. (Heinonen, Kari 2010 s. 4) (Takala, Otso 2005. s. 2)

2.6.3 Är underhåll ekonomiskt lönsamt?

Underhållet av transformatorer har flera ekonomiska fördelar. Med att underhålla transformatorn undviker man olika kostnader som kan vara t.ex.:

- Kostnader från stora reparationer
- Uppehållskostnader

- Företagsbilden skadas
- Personsäkerhet
- Miljökostnader

Från tabell 3 kan man se besparingarna som man får med att underhålla en transformator. Storleken på vinsten varierar beroende på storleken och typen av transformatorn. Revisionen av stora transformatorer är lönsammast.

Tabell 3. Revisionens lönsamhet (Takala, Otso 2005. s. 27)

		Distributions trans.	Industri- trans.	Generatortrans. för vattenkraftverk
Spänning	kV	110	110	110
Effekt	MVA	31,5	31,5	31,5
Kost. ny trans.	€	250000	250000	225000
Kost. ny trans. installation	€	8000	8000	8000
Kost. skrotning	€	2000	2000	2000
Kost. revision	€	45000	45000	40000
Avbrottskostnader	€	0	700000	15000
Arrangemangskostnader	€	0	15000	15000
Användningstid belastn. kost.	h	2000	3500	3000
Förlustelektricitetens inköp	€/MWh	30	30	30
Stamnät kost.	€/MWh	2,4	2,4	2,4
P_0 gammal / ny	kW	24,5/18	24,5/18	24,5/18
P_k gammal / ny	kW	136/122	136/122	136/122
Livslängd utan revision	a	12	12	12
Förlängning av livsl. med revision	a	15	15	15
Räntefot	%	7	7	7
Revisionens lönsamhet	€	25000	95000	24000

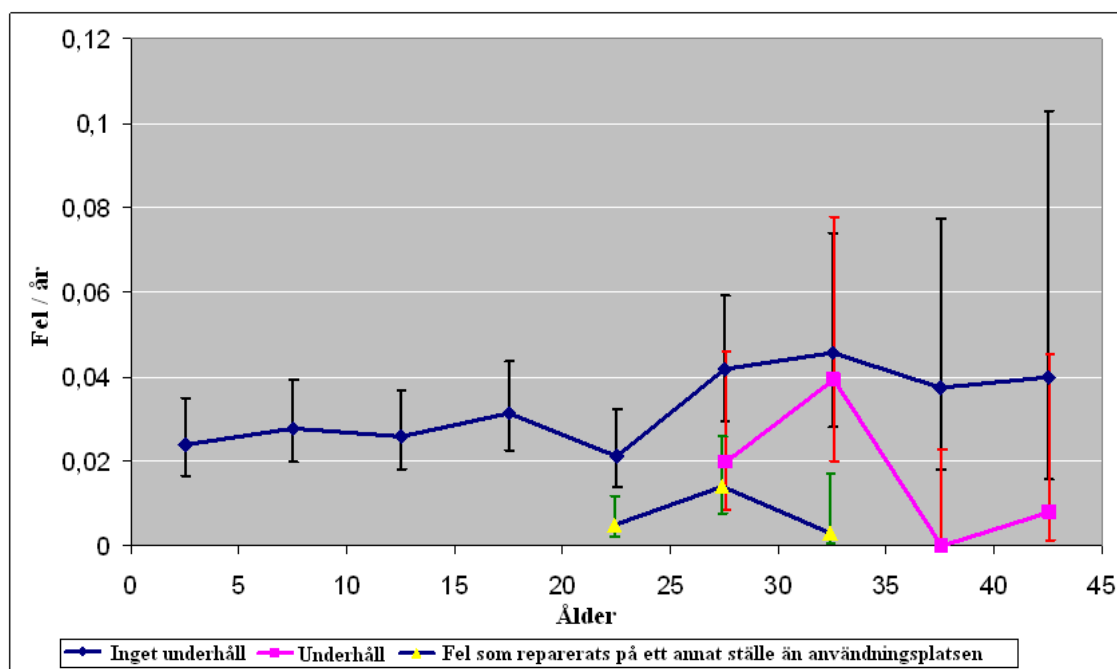
Man kan räkna ut revisionens lönsamhet med att räkna ihop besparingen som man fått från förlängningen av livslängden, differensen av felkostnadernas väntevärde och skillnaden mellan förlustkostnaderna. Genom att minska revisionens kostnader från den slutliga summan får man lukrativiteten av revisionen. Med att minska sannolikheten för olika fel sparar man på kostnader. Det är inte lönsamt att låta transformatorn vara i bruk så länge att den går sönder. (Takala, Otso 2005)

2.6.4 Jämförelse av transformatorer som underhållits och transformatorer som inte underhållits

Följande kapitel baserar sig på information hämtad från Otso Takalas diplomarbete från år 2005. Där har Takala undersökt inverkan av revision på krafttransformatorer. Informationen har samlats med en förfrågan. Det finns information om 277 transformatorer som inte underhållits och 136 transformatorer som underhållits.

I figur 10 kan man tydligt se att när transformatorn är cirka 32 år gammal, sker det en dramatisk förändring. Medan transformatorer som inte underhållits fortsätter att ha samma mängd fel som tidigare, har underhållna transformatorers fel sjunkit nästan till noll.

Y-axelns värde fås med att dela det sammanlagda antalet fel under ett år med antalet transformatorer tillsammans. Till exempel: 0,04 fel/år menar att det tillsammans uppstått ca 11 fel i 277 transformatorer per år, d.v.s. 0,04 fel per transformator i medeltal.



Figur 10. Feluppkomst i underhållna och icke underhållna krafttransformatorer (Takala, Otso 2005. s. 23)

Revisionen minskar fel på de delar av transformatorn som man underhåller. Spänning av lindningarna förbättrar kortslutningsspänningen och därmed minskar risken för elekt-

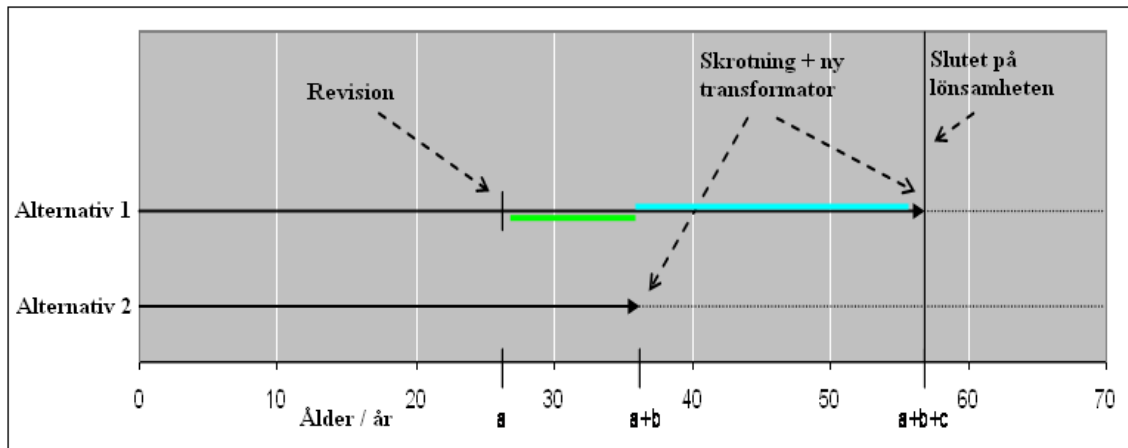
riska överslag i lindningarna. Torkning av pappersisolationen och oljan minskar fukthalten i transformatorn. Detta leder till att risken för elektriska överslag minskar. Bättre skydd mot överslag fås också med att byta ut packningarna då det inte slipper in luft och fukt i transformatorn.

Fel som inte direkt går att påverka är t.ex. blixtnedslag. Det går ändå att skydda sig mot dem med överspänningsskydd som tar bort transformatorn från nätet då det uppstår en överspänning. Andra fel kan orsakas av vandalism och mänskliga misstag under revisionen. Misstag kan t.ex. vara en grävmaskin som träffar en kabel under marken och orsakar en kortslutning. Träd som faller på ellinjerna under en storm kan också orsaka en allvarlig kortslutning som förstör transformatorn.

Varje fel som uppstår i transformator lämnar ett specifikt märke efter sig. Vanligen är det transformatoroljan som påverkas av dessa förändringar. Oljan ligger runt alla viktigaste delar i transformatorn. Eftersom varje fel lämnar en ”ledtråd” finns det inte allvarliga fel som man inte kunde märka med hjälp av testerna.

Det är svårt att exakt estimerar hur många av felen som undviks p.g.a. underhållet eftersom transformatorn påverkas av så många olika faktorer. Figur 10 indikerar att genom att utföra de operationer som hör till revisionen kan man minska felen från ett värde på 0,04 fel/transformator till under 0,01 fel/transformator. Alla test och operationer som utförs under och efter revisionen är nödvändiga eftersom alla påverkar transformatorn olika. Revisionens mening är inte att utesluta alla fel eftersom det är omöjligt. Alla transformatorer har risken att få ett fel förr eller senare. Meningen med revisionen är att minska risken för fel och därmed förbättra transformatorns driftsäkerhet. (Takala, Otso 2005) (Heinonen, Kari 2010)

Figur 11 demonstrerar hur livslängden av transformatorn förändras ifall transformatorn underhålls. Alternativ 1 är en underhållen transformator och alternativ 2 en icke underhållen transformator. Det gröna sträcket indikerar då underhållet i medeltal skall utföras. Underhållet på transformatorn kostar 10-20 % av en ny transformators pris. Det blåa sträcket indikerar den förlängda livstiden. En underhållen transformator fortsätter fungera t.o.m. 20 år efter att en icke underhållen transformator skrotats.



Figur 11. Skillnaden mellan en underhållen och icke underhållen transformator (Takala, Otso 2005. s. 12)

3 TESTNING AV TRANSFORMATORER

Detta kapitel presenterar olika testningar som används för att få reda på en transformators tillstånd. Det kommer inte att finnas exakta beskrivningar om verktygen och mätinstrumenten som används eftersom de kan variera en hel del beroende på företaget och testaren. Det är bra att komma ihåg att man får lika bra testresultat med splitterny som med lite föråldrad utrustning. Kapitlet skall ge en allmän men noggrann bild av testerna och vad man förväntar sig av dem.

Bakgrundsinformation för denna del har jag fått från en bok som berättar om vad testerna går ut på och hur de skall utföras. Boken heter *Tehomuuntajien koestus* och den är gjord av Oy Strömberg Ab. Fastän boken är gammal är en stor del av metoderna ännu i bruk. Det utvecklas hela tiden nya metoder som m.h.a. den nya tekniken gör testarens arbete lättare, snabbare och noggrannare än förut. Testningarna som jag varit med om har utförts runtom södra Finland under sommaren. En stor del av materialet och en praktisk synvinkel till testningarna har jag fått från dessa testtillfällen. Att vara med om en testning och koppla instrumenten fast i transformatorn själv lär mycket mera än vad en bok någonsin kunde göra.

3.1 Testmetoder

En viktig faktor som begränsar användning av olika testningssätt är de internationella standarderna och reglerna som man måste följa under testningarna. Ett test måste vara säkert både åt transformatorn och för testaren själv. De flesta testare runtom i världen använder samma principer och metoderna liknar också varandra. Det som kan skilja sig är testningsinstrumenten och sättet man utför testningarna på. Testarna har inte alltid de allra finaste verktyg till förfogande men fastän instrumenten är olika strävar alla efter samma slutresultat. En annan orsak till att metoderna är lika varandra är att tillverkarna av mätutrustningen är få, d.v.s. testarna använder mer eller mindre samma instrument. Det finns en ganska entydig orsak varför företagen runtom världen använder samma testprinciper och det är för att principerna har visat sig vara de bästa. (Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010)

Fortum är ett stort företag som har flera olika regler som måste följas noggrant för att företaget skall behålla sin position som Finlands ledande transformortestare. De internationella standarderna har inte skapats i onödan, utan de är ett resultat av hårt arbete utav transformatorexpert och därför skall dessa regler följas noggrant. Fortum följer reglerna samt gränsvärdena och har också skapat sina egna gränsvärden för att säkra transformatorns felfria funktion. Vilket företag som helst i världen skulle kunna använda Fortums metoder i sina test och skulle kunna vara säkra på att allt utförs säkert och ekonomiskt.

3.1.1 Arbetsredogörelse

Efter varje arbete måste testaren göra en arbetsrapport där det står allt som man fått reda på. Det är viktigt att redogörelsen görs enligt bolagets standarder om prydlighet och professionellitet. I redogörelsen skall det ingå en beskrivning om vad som gjorts, vad resultatet var exakt och vad de betyder. Det skall också finnas en kort sammanfattning om de utförda proven före alla stycken. Man skall också dokumentera utrustningen som använts. Redogörelsen skall vara yrkesmässig men den skall kunna läsas och förstås av personer som kanske bara vill veta resultatet och vad de betyder. För att inte göra en redovisning för oläslig, är det nödvändigt att man inlägger bilder om möjliga fel samt kurvor som anvisar transformatorns tillstånd.

Arbetsredogörelsen är konfidentiell mellan testaren, företaget och kunden. Det är oerhört viktigt att göra rapporterna felfritt och spara dem så att de kan användas senare ifall man vill jämföra transformatorns tillståndsutveckling. (Fortum Power and Heat Oy – Tutkimuspöytäkirja 2010)

3.1.2 Standarder och gränsvärden som bör följas

International Electrotechnical Commission är världens ledande organisation som skapar och publicerar internationellt kända standarder för elektroniken. IEC har byggt upp sin kännedom genom världens ledande experter för att testa och säkra sig om att alla produkter som får ett IEC stämpel är säkra, miljövänliga och energisnåla. (International Electrotechnical Commission 2010 [www]. Tillgänglig: <http://www.iec.ch/> Hämtad 5.7.2010)

Fortum har som ett stort och ledande energiföretag skapat även sina egna standarder. Dessa standarder bygger på internationella standarder, men som vidare utvecklats för att arbetet skall utföras felfritt och säkert. Fortums säkerhetspolitik tas upp omedelbart för nya arbetstagare och det är klart från första början att alla arbetsolyckor bör och skall kunna hindras. Resultatet av dessa regler börjar redan synas eftersom man lyckats reducera arbetsolyckorna till minsta möjliga.

Alla mätningar är onödiga ifall man inte har en norm som man kan jämföra resultaten med. IEC har sina egna gränsvärden för alla elektriska och kemiska mätningar och det är dessa som även Fortum följer. Fortums egna gränsvärden kan i somliga fall vara lite striktare vilket kan bero på att Finland har ett unikt klimat. Olika stora transformatorer har också olika gränsvärden som är anpassade just för det klimatet. På tabell 4 framkommer olika gränsvärden som bör följas i olje- och gasanalysen. Dessa värden gäller endast för en 115 kV, 25 MVA transformator. Gränsvärden för syre, kväve och brinnande gaser har inte utsatts. Detta beror på att dessa gaser inte direkt indikerar på ett fel, men allt för höga överskridningar i värden kan indikera på ett fel. Andra länder utanför Europa kan ha utsatta värden för dessa gaser.

Tabell 4. Riktgivande gränsvärden för olje- och gasanalys. (Fortum Power and Heat Oy – Power Solutions, Tutkimuspöytäkirja 2010)

Sammansättning		Riktgivande gränsvärde
väte	µl/l	≤ 100
syre	ml/l	
kväve	ml/l	
metan	µl/l	≤ 100
kolmonoxid	µl/l	≤ 500
koldioxid	µl/l	≤ 10000
etylen	µl/l	≤ 150
etan	µl/l	≤ 100
acetylen	µl/l	≤ 10
brinnande gaser	µl/l	
genomslagsspänning	kV	> 40
förlustfaktor	‰	< 100
gränsytspänning	mN/m	> 28
inhibitorhalt	%	0,08-0,40
neutralisationsgrad	mgKOH/g	≤ 0,1
furfuralhalt	mg/l	< 0,05
PCB-halt	mg/kg	< 50
oljans fuktighet	mg/kg	< 10
papprets fuktighet	%	< 3
papprets DP-grad		> 250

Nedan finns tre tabeller som innehåller information om gashalterna från tre olika gasprov. I tabell 5 ser man att acetylenhalten överskrider IEC gränsvärden, vilket tyder på att det förekommit ljusbågar i transformatorn. I tabell 6 kan man se att kolmonoxidhalten är mycket högre än i tabell 5. Detta tyder på att oljepappersisolationen håller på att försämrans. Kolmonoxidvärden såsom alla andra värden i tabell 6 hålls innanför IEC standarderna och därmed behöver man inte utföra vidare testningar. Det skulle ändå vara bra att mäta pappersisolationens DP-grad för att kunna ge en ungefärlig estimering på isolationens återstående livslängd. Tabell 7 visar en rapport där största delen av gränsvärdena överskrids. Resultaten tyder på ett allvarligt fel i transformatorn.

Ifall det inte förekommer överskridningar av gränsvärden kan man antingen låta bli att ta extra prov eller då beslutar man att ta ett extra prov inom några månader för att följa efter förändringar i transformatorn. Ifall resultaten från oljeanalysen är nära gränsvärdena, kan man besluta att ta oljeprov varje månad för att säkra sig om funktionen av transformatorn. Om det skulle förekomma överskridningar av gränsvärdena, måste man börja planera reparationen av transformatorn eller direkt koppla av transformatorn ur nätet.

Tabell 5. Överskridning av acetylenhalten (115 kV, 25 MVA, 11300 kg olja) (Fortum Power and Heat Oy - Power Solutions 2010. Tutkimuspöytäkirja)

Gas	Gashalt	Gränsvärde
Väte µl/l	2,7	≤ 150
Syre ml/l	31	
Kväve ml/l	61	
Metan µl/l	2,2	≤ 200
Kolmonoxid µl/l	48	≤ 1000
Koldioxid µl/l	1045	≤ 15000
Etylen µl/l	12	≤ 300
Etan µl/l	0,9	≤ 200
Acetylen µl/l	67	≤ 20
Brinnande gaser (TCG) µl/l	133	

Tabell 6. Höjd kolmonoxidhalt (120 kV, 26 MVA, 5900 kg olja) (Fortum Power and Heat Oy - Power Solutions 2010. Tutkimuspöytäkirja)

Gas	Gashalt	Gränsvärde
Väte µl/l	4	≤ 150
Syre ml/l	30	
Kväve ml/l	65	
Metan µl/l	1,8	≤ 200
Kolmonoxid µl/l	192	≤ 1000
Koldioxid µl/l	1216	≤ 15000
Etylen µl/l	5,6	≤ 300
Etan µl/l	0,2	≤ 200
Acetylen µl/l	0	≤ 20
Brinnande gaser (TCG) µl/l	204	

Tabell 7. Allvarligt fel i transformatorn (Fortum Power and Heat Oy - Power Solutions 2010. Tutkimuspöytäkirja)

Gas	Gashalt	Gränsvärde
Väte µl/l	1979	≤ 140
Syre ml/l	5,1	
Kväve ml/l	85	
Metan µl/l	290	≤ 40
Kolmonoxid µl/l	5221	≤ 1000
Koldioxid µl/l	51764	≤ 3400
Etylen µl/l	314	≤ 30
Etan µl/l	73	≤ 70
Acetylen µl/l	1063	≤ 2
Brinnande gaser (TCG) µl/l	8941	

3.2 Elektriska tester

Huvudtemat i mitt arbete är elektriska tester. Fortum Power and Heat OY utför tester runtom hela landet för flera olika kunder. Utomstående företag underhåller transformatorn och sedan kallas Fortum expert service för att göra tester och säkra att transformatorn kan tas i bruk igen.

Meningen med stycket är att kort presentera de olika testmetoderna och undersöka vad de går ut på, varför de är viktiga och vilka slutsatser man kan dra av dem. Viktigt att

komma ihåg är att alla testerna är viktiga på sitt eget sätt. Alla tester detekterar fel i en specifik del av transformatorn. Mätinstrumenten som används under testerna kommer inte att presenteras.

3.2.1 Fabriksprov

Förutom de tester som utförs på en transformator efter underhållet utförs det också olika slags fabriksprov. Deras mening är att fungera som transformatorns basinformation som man under senare tester kan referera till. Till dessa test hör bl.a.:

- mätning av dielektriska styrkan
- kontroll av oljeläckage
- mätning av spänningsförhållande
- kontroll av lindningsresistansen
- inducerat spänningsprov
- mätning av kortslutningsimpedansen och belastningsförlusterna
- kontroll av tilläggsutrustningen
- värmeprov
- mätning av isolationsresistansen
- mätning av magnetiseringen
- kontroll av pumparna och fläktarna
- DGA (dissolved gas analysis)
- mätning av ljudnivån

(Testing program Kamppi 40 MVA.xls)

3.2.2 Mättekniken

En av de viktigaste sakerna som testaren måste behärska är en felfri mätteknik. För att pålitligt kunna utföra testerna måste testaren ha tillräckligt med kunskap om transformatorn men också om mätinstrumenten. Ifall testaren inte kan mäta på ett rätt sätt är testresultaten onödiga, eftersom man inte kan garantera att resultaten är rätta. Testaren måste kunna läsa resultaten rätt, d.v.s. han måste veta ifall ett värde ligger innanför gränsvärdena. Ifall resultaten inte ligger innanför gränsvärdena måste testaren värdera ifall det

skett ett misstag i provtagningen eller om det verkligen finns ett fel i transformatorn. I sådana fall är det alltid bra att utföra mätningen på nytt för att vara säker. Testaren måste kunna avskilja små avvikelser som inte är farliga från större avvikelser som kan tyda på något allvarligt. Dessa avvikelser kan vara mycket nära varandra och det är i sådana här situationer som testarens erfarenhet är extremt viktigt. En oerfaren testare kan göra felaktiga beslut.

För att alltid utföra pålitliga mätningar är det viktigt att förbereda sig väl. Nedan finns en kom ihåg lista som är bör granskas då man planerar en mätning.

- Vad skall mätas?
- När är det lämpligast att mäta?
- Var skall mätningen göras?
- Hur stora är noggrannhetskraven?
- Vilken mätmetod skall användas?
- Vilken mätutrustning skall användas? Är mätutrustningen i skick?
- Hur påverkas mätobjektet?
- I vilken ordning skall mätningarna utföras?
- Uppskatta störningar och minimera mätfel
- Tänk igenom hur en viss mätning skall ingå i rapporten

En av de värsta saker som kan hända under en testning är att man mäter fel eller glömer en mätning och märker detta först då man sätter ner sig för att skriva rapporten. För att undvika sådana här problem är det bra att kontrollera testresultaten efter varje testning och jämföra dem med gamla testresultat. Då håller man reda på vad man gjort och man vet vad man kan förvänta sig av resultaten. (Hagelberg & Lundmark *Elkraft handboken – Elkraftsystem 2 2003* s. 269-271)

3.2.3 Testning av genomföringarna

Genomföringarna är en viktig del av transformatorn eftersom de belastas av elektriciteten som går in i transformatorn samt elektriciteten som lämnar transformatorn. Ifall det förekommer ett fel i genomföringarna kan det skada eller t.o.m. förstöra transformatorn

mycket snabbt. Genomföringarna kontrolleras separat genom att belasta dem hårt i ett högspänningslaboratorium.

3.2.4 Mätning av omvandlingskvot och kopplingsgrupp

Meningen med mätningen är att granska att omvandlingskvoten inte avviker från det nominella värdet för mycket, d.v.s. 0,5 %. Under mätningen kontrollerar man också transformatorns kopplingsgrupp.

Mätningen sker med en mätningsbrygga som matas med 230 V och vars fel är mindre än $\pm 0,1$ %. Mätningsbryggan är enfasig, vilket betyder att mätningarna måste göras mellan två kolonner i taget. Kolonnerna skall befina sig på samma lindning. Omvandlingskvoten bör mätas under alla regleringslägen och värden inklusive avvikelser bör förklaras i protokollet. (Strömberg s. 2-1)

Med hjälp av nedanstående figur kan man definiera transformatorns kopplingsgrupp. Från vänstra spalten kan man se indextalet. Mittersta spalten indikerar kopplingen medan den högra spalten visar indikatorskemat.

0	Dd 0	
	Yy 0	
	Dz 0	
5	Dy 5	
	Yd 5	
	Yy 5	
6	Dd 6	
	Yy 6	
	Dz 6	
11	Dy 11	
	Yd 11	
	Yz 11	

Figur 12. Bestämning av kopplingsgrupp (Strömberg s. 2-2)

3.2.5 Mätning av resistans

Resistansen skall mätas mellan varje fas i alla tillstånd och reglerlägen. Resistansvärden behövs för att kunna räkna ut belastningsförlusterna. Mätningen visar också ifall lindningarna är rätt kopplade. Mätningarna utförs vanligen med en Thompson- Wheatstonebrygga. Till testet ingår också att man mäter transformatoroljans temperatur. Transformatorn skall vara flera timmar ur drift vilket jämnar ut temperaturskillnaderna i transformatoroljan och lindningarna. Lindningarnas genomsnittliga temperatur fås genom att mäta oljans topptemperatur från transformatorlocket samt botten temperaturen genom en ventil som befinner sig under transformatorn. (Strömberg s. 3-1)

3.2.6 Kortslutningsprov

Med kortslutningsmätningen vill man definiera transformatorns belastningsförluster och kortslutningsimpedans både med den nominella frekvensen och nominella strömmen. Mätningarna utförs enskilt för varje lindningspar där lindningskopplaren ställs in i båda ytterlägen samt mittläget. Mätningen sker vid primärsidan medan sekundärsidan är kortsluten.

Matande generatorns spänning höjs tills strömmen är 25-100 % av den nominella strömmen. Mätningresultaten bör avläsas så snabbt som möjligt eftersom lindningarna uppvärms p.g.a. strömmen vilket i sin tur leder till höjda förluster. (Strömberg s. 4-1)

Likströmsförluster

$$P_{0m} = 1,5(I_{1N}^2 * R_{1m} + I_{2N}^2 * R_{2m}) \quad [\text{ekv. 1}]$$

där R_{1m} och R_{2m} är mätta resistansvärden.

Tillsatsförluster

$$P_{am} = P_{km} - P_{om} \quad [\text{ekv. 2}]$$

där P_{km} är den mätta effekten.

Belastningsförlusterna

$$P_{kc} = P_{0m} * \frac{\vartheta_s + 75^\circ C}{\vartheta_s + \vartheta_m} + P_{am} * \frac{\vartheta_s + \vartheta_m}{\vartheta_s + 75^\circ C} \quad [\text{ekv. 3}]$$

$\vartheta_s = 235^\circ C$ för koppar

$\vartheta_s = 225^\circ C$ För aluminium

Kortslutningsresistans

$$R_{km} = 100 \frac{P_{km}}{S_N} \% \quad [\text{ekv. 4}]$$

Kortslutningsreaktans

$$X_{km} = \sqrt{Z_{km}^2 - R_{km}^2} = X_{kc} \quad [\text{ekv. 5}]$$

Kortslutningsimpedans

$$Z_{km} = 100 \frac{U_{km}}{U_N} \% \quad [\text{ekv. 6}]$$

där U_N är nominella spänningen och U_{km} den rättade kortslutningsspänningen

Därefter kan man mäta kortslutningsresistansen R_{kc} och kortslutningsimpedansen Z_{kc} i referenstemperaturen.

$$R_{kc} = 100 \frac{P_{kc}}{S_N} \% \quad [\text{ekv. 7}]$$

där S_N är nominella effekten

$$Z_{kc} = \sqrt{X_{kc}^2 + R_{kc}^2} \quad [\text{ekv. 8}]$$

(Strömberg s. 4-2 – 4-4)

3.2.7 Tomgångsprov

I mätningen vill man definiera transformatorns tomgångsförluster och tomgångsströmmen både med nominell frekvens och med nominell spänning. Mätningarna skall utföras med flera spänningar på båda sidorna av den nominella spänningen. I somliga fall vill man också mäta transformatorns dissymmetri i stjärnpunkten och de harmoniska övertonerna i strömmen. Vid tomgångsprovet skall sekundärsidan vara öppen. För att få acceptabla värden måste alla fasuttag mätas skilt med en wattmätare. Denna metod kallas för trewattsmetermetoden. I mätningen uppstår följande förluster:

- järnförluster i kärnan
- dielektriska förluster i isoleringen
- förluster i lindningarna som orsakas av tomgångsströmmen

För järnförluster gäller följande formel:

$$P_{Fe} = P_h + P_w = k_h * f * B^x + k_w * \delta^2 * f^2 * B^2 \quad [\text{ekv. 9}]$$

där P_h = hysteresförluster, P_w = virvelströmsförluster, k_h, k_w = hysteres- och virvelströmskoefficient, δ = plåttjocklek och x = induktionsexponenten ($B < 1, x < 2 / B > 1, x > 2$).

Dielektriska förluster

$$P_c = U^2 * \omega C * \text{tg } \delta \quad [\text{ekv. 10}]$$

De dielektriska förlusterna och lindningarnas förluster brukar vara så små att de inte tas i beaktande. (Rejminger 2003 s. 34) (Strömberg s. 5-1 – 5-3) (Kraaij, D.J. *Die Prüfung von Leistungstransformatoren*. s. 30)

3.2.8 Överspänningsprov

Meningen med provet är att säkra sig om att transformatorns varvisolation, härvisolering och fasavståndsisolering tål en kontinuerlig belastning, momentana överspänningar och kopplingspänningar. Provet utförs på sekundärsidan med att mata in antingen 165

Hz under 36 sekunder eller 250 Hz under 24 sekunder. Provet godkänns ifall provspänningen inte sjunker drastiskt under mätningen.

I enhetligt isolerade lindningar utför man provet under driftkoppling medan en trefasig lindning testas med symmetriska trefasiga spänningar. Provspänningen skall vara dubbelt så stor som den nominella spänningen. Spänningen skall mätas antingen trefasigt från sekundärsidan genom att använda spänningstransformatorer eller från primärsidan genom att använda de kapacitiva uttagen. Spänningen regleras så att spänningarnas medeltal är den önskade provspänningen. (Strömberg s. 6-1)

3.2.9 Isolationsprov

Isolationsprovets funktion är att säkra att isolationen mellan lindningarna samt isolationen mellan jord och lindningarna utstår den kontinuerliga belastningen, momentana överspänningar och kopplingspänningar. Provspänningen mäts med effektivvärde- och toppspänningsmätare. Provspänningen blir toppspänningsmätarens värde dividerat med $\sqrt{2}$. Spänningskällan kopplas till den lindning som testas medan de andra lindningarna jordas. Mätningen utförs med 1-fasig spänning med 50 Hz och provningstiden är en (1) minut. Ifall provspänningen inte sjunker dramatiskt är testningen godkänd. (Strömberg s. 7-1)

3.2.10 Testning av lindningskopplaren

Funktionen av lindningskopplaren granskas på följande sätt. Lindningskopplaren körs från det ena ytterläget till det andra:

- Åtta gånger då transformatorn är i ett spänningslöst tillstånd. Lindningskopplaren matas med nominell spänning.
- En gång då transformatorn är spänningslös men lindningskopplaren matas med 85 % av den nominella spänningen.
- En gång under tomgång då både transformatorn och lindningskopplaren matas med nominell spänning.

Då man mäter lindningskopplarens mittläge skall detta utföras två gånger så att man närmar sig mittläget från båda riktningarna. Detta eliminerar möjligheten att det skulle uppstå kopplingsfel eller små avvikelser som kan uppstå vid omkoppling. (Strömberg s. 8-1)

3.2.11 Mätning av nollimpedansen

Nollimpedansen definieras vanligen för alla lindningar i transformatorn som är av stjärn- typ. Nollimpedansen behövs bl.a. för att räkna ut jordfelskyddet. Nollimpedansen är inte konstant utan är beroende av strömmen som går igenom lindningarna. Meningen är att mäta nollimpedansen med en lägre ström och sedan räkna ut det slutliga resultatet m.h.a. extrapolering (Strömberg s. 9-1).

3.2.12 Granskning av lindningskopplarens funktion med hjälp av lampmetoden

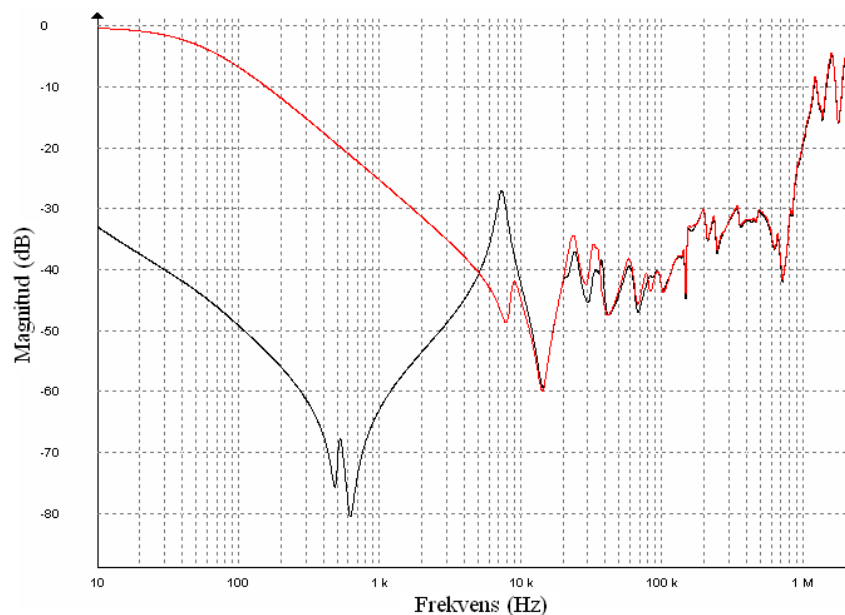
För att säkra sig om att lindningskopplaren inte orsakar några avbrott, matar man strömmen till reglerlindningen via en glödlampa medan den andra lindningen är kortsluten. Ifall glödlampan slocknar menar det att det förekommit ett avbrott i lindningskopplaren. Avbrottet kan vara mycket snabbt och därför är det viktigt att observera lamporna hela tiden. Ifall glödlampan inte släcks under testet betyder det att lindningskopplaren fungerar rätt. (Aroranta, Mauri 2008. *Työseloste* s. 3)

3.2.13 FRA- mätning

Transformatorerna exponeras för olika fysiska krafter och belastningar vilka är nästan omöjliga att upptäcka från transformatorns innersta delar. Felen som orsakats av krafterna märks ofta bara efter att transformatorn slutat fungera. FRA- mätningen är ett sätt att förutspå felen. Bokstäverna FRA kommer från engelskans ”Frequency Responce Analysis”.

Mätningen indikerar ifall det förekommer mekaniska förändringar i lindningarna. Mätningen utförs som en s.k. off-line mätning där transformatorn tas ur drift. Mätningen utförs med en ca 20 V spänning och frekvensområdet 10 Hz till 10 MHz. Det mäts cirka

1800 mätpunkter som fördelar sig jämnt på frekvensområdet. Provspänningen matas in från lindningens ena sida och responsen mäts ur andra sidan. Mätresultaten skall presenteras i kurvform som en funktion av frekvensen där frekvensamplitud för varje mätpunkt jämförs med referensspänningens amplitud. På figur 13 kan man se kurvformen som fås av FRA- mätningen. Små förändringar och spetsar i kurvformen kan tyda på en förändring i lindningarnas struktur.



Figur 13. FRA- mätning (Bormann, Dierk 2007)

Vanliga fel som hittas i FRA- mätningen är förändringar i transformatorns kärna och lindningar. Förändringar i kärnan beror ofta på rörelser under transporten av transformatorn, medan fel i lindningarna ofta beror på elektriska överslag och kortslutningar. De elektriska krafterna kan i början vara relativt små och skadar inte transformatorn allvarligt men de har alltid en liten inverkan på lindningarna. Ifall lindningarna exponeras allt för mycket åt dessa krafter kan de små elektriska överslagen till slut leda till stora problem i transformatorn i form av lösa lindningar. Det rekommenderas att FRA- mätningarna utförs varje 5-10 år beroende på transformatorns användningssätt. Den första mätningen som utförs är en s.k. ”fingeravtrycksmätning” som man senare kan refereras till. (Aroranta, Mauri. *Frequency Response Analysis* 9.4.2008 Fortum)

3.2.14 Mätning av kapacitanserna

Ändamålet med testet är att definiera kapacitansen mellan lindningarna och mellan de jordade delarna. Resultaten behövs för att räkna ut transformatorns överspänningskydd. I mätningen kortsluter man alla lindningar sinsemellan. (Strömberg s. 10-1)

3.2.15 Mätning av förlustvinkeln (DOBLE-mätning)

Doble mätningen används för att mäta isolationens tillstånd efter underhållet. Mätningen är också en s.k. fingeravtrycksmätning. Mätresultaten kan användas för att följa efter föråldringen av isolationen. (Aroranta, Mauri 2008)

3.2.16 Mätning av isolationsresistansen

I mätningen vill man ta reda på isolationens läckströmsresistans. När det uppstår fukt och andra laddade partiklar i isolationen kommer dessa att orsaka läckströmmar i magnetfältet. Isolationsmotståndet är bättre ju mindre det finns av joner i isolationen. Resistansen är också beroende av temperaturen eftersom en höjd temperatur accelererar smutspartiklarna och därmed försämrar isolationsresistansen. Mycket beror också på användningssättet och storleken av transformatorn.

Testet utförs med en speciell isolationsresistansmätare och provspänningen är vanligen 5 kV DC. Mätningen utförs separat för varje lindning så att spänningen kopplas i lindningens ena sida medan den andra sidan är jordad. Resistansvärden tas vid 15 och 60 sekunder (R_{15} och R_{60}) efter att spänningen kopplats. Mätningen kallas också för ”meggering” vilket kommer ifrån själva mätinstrumentet ”Megger”. (Strömberg s. 11-1)

3.2.17 Mätning av partiella urladdningar

En partiell urladdning är en laddning som överförs i isolationen utan att förena isolationens elektroder. Urladdningen är som en gnistbildning, men bara mycket mindre och kan ske både i positiv och i negativ riktning. Den elektriska hållfastheten kan i vissa fall inte räcka till vilket leder till en lokal urladdning. Det är de svaga delarna i isolationen som lättast orsakar partiella urladdningar. Därför är urladdningarna ofta lokala och för-

flyttas bara över en kort sträcka. En urladdning som sker från transformatorns botten ända till toppen av transformatorn kallas för en full urladdning. Dessa urladdningar är extremt farliga och ofta katastrofala för transformatorn. En annan orsak till partiella urladdningar är tomrum eller bubblor, som är joniserade och därmed mycket bra ledare. Det räcker vanligen inte bara med ett tomrum, utan bubblorna måste förenas till ett större tomrum som sedan med större sannolikhet orsakar en urladdning. Sprickor i isolationen eller för korta avstånd mellan de olika delarna i transformatorn kan också leda till urladdningar. Avstånden mellan delarna kan vara felaktiga redan från början p.g.a. fel i planeringen eller då kan avståndet minska sakta under vanlig drift. (Kennedy, Matt 2010. *PD- tutorial – Doble client conference 2010*)

Partiella urladdningarna är mycket snabba, endast från några nanosekunder till flera hundra nanosekunder, och de mäts ofta i coulomb som är enheten för elektriska urladdningar. Partiella urladdningar leder inte direkt till fulla genomslag men de kan leda bl.a. till höjd temperatur, ljus inne i transformatorn, olika kemiska reaktioner, tryckökning, akustiska ljud och elektroniska störningar.

Det finns flera olika sätt att märka partiella urladdningar. Förr användes en AM- radio som lades vid sidan av transformatorlådan. Meningen var att lyssna efter små knackningar på ett brett frekvensområde. Knackningarna var ett märke på en partiell urladdning. Ett bättre sätt är att använda ett analogt oscilloskop för att upptäcka onormala pulser i sinuskurvan. Nuförtiden finns det också utrustning som enbart är ämnat för att mäta partiella urladdningar. En vanlig metod som används är att mäta den snabba förändringen i spänningen som orsakats av strömpulsen. Mätningen utförs med en kapacitiv spänningsdelare och pulstransformator. Storleken av pulsen räknas ut enligt:

$$q = C_b * U_c \quad \text{[ekv. 11]}$$

där q är storleken av pulsen, C_b är kapacitansen och U_c är spänningen. Mätningen går ut på att man mäter den nominella laddningen för varje fas skilt. Mätningen inleds med att man mäter stabiliteten på mätgeneratoren. Detta görs eftersom det, p.g.a. provfrekvensen finns en risk att det uppstår för höga spänningar på primärsidan. Mätningen utförs med att mata 50 % av provspänningen med 50 Hz varefter man utför en s.k. kalibrationsmätning som efterföljs av själva mätningen. (Strömberg s. 18-1)

3.2.18 Test i fältförhållanden

Test i fältförhållanden kan skilja sig mycket från testningen i en hall med alla verktyg. Till ställverket måste man ta med sig testningsutrustningen, varma kläder ifall det är kallt ute, regnkläder ifall det regnar och man måste t.o.m. ha en generator för att få tillräckligt med ström för att utföra testen. En anledning till varför man väljer att göra testningar i fältförhållanden är att transformatorn är så stor att det är ekonomiskt sett lönsamt att göra testerna på transformatorstationen. En allt för lång transport till testanläggningen kan också vara en orsak till att man utför testet ute på fältet.

3.3 Kemisk testning

Kemisk testning kan inte lämnas bort från detta arbete eftersom det är minst lika viktigt som de elektriska testningarna då man vill bestämma tillstånd och återstående livslängd av transformatorer. Den kemiska delen har också en anknytning till den elektriska eftersom man med kemiska test kan bestämma transformatoroljans genomslagsspänning, vilket hör till den elektriska sidan.

Den kontinuerliga utvecklingen av olika testningsmetoder och verktyg har lett till att man allt noggrannare och snabbare kan bestämma tillståndet på en transformator med kemiska test. Elektriska genomslag och kemiska reaktioner i isolationen leder till uppkomsten av olika kemiska föreningar och gaser. Genom att ta reda på mängden och typen av gaserna kan man få reda på isolationens tillstånd. Mätningarna kallas för DGA-analys (dissolved gas analysis). DGA-analysen är bland de viktigaste, om inte den viktigaste mätningen som man kan utföra då transformatorn är i drift. De kemiska testerna fördelas i två grupper, d.v.s. oljeanalys och gasanalys.

Nedan finns en tabell som är en bra anvisning om hur ofta kemiska tillståndsövervakningar för olika stora transformatorer bör utföras.

Tabell 8. Tillståndsovervakningsintervall för olika stora transformatorer (Västi, Marjatta 2009. ECM Öljyanalysit s. 16)

	400 kV	220 kV	110 kV	< 110 kV
> 100 MVA	0,5 år	0,5 år	1 år	enligt viktighet
30–100 MVA	0,5 år	0,5 år	1 år	enligt viktighet
< 30 MVA	1 år	1 år	1 år	enligt viktighet

3.3.1 Oljeanalys

Oljeanalysen är ett bra sätt att få reda på förändringar i transformatorn. Genom att analysera ett oljeprov kan det fås en förvarning ifall det håller på att uppstå ett fel i transformatorn. Orsaken till att oljeanalysen snabbt indikerar ett fel beror på att oljan cirkulerar i hela transformatorn.

Vid provtagningen är det extremt viktigt att komma ihåg att det finns flera olika typer av transformatorer som påverkas på olika sätt av provet. Mindre transformatorer kan behöva påfyllning efter provtagningen p.g.a. att oljeprovet kan bestå av en stor del av hela oljevolymer i transformatorn. Utan påfyllning kan transformatorns isolering skadas vilket kan leda till urladdningar. Vid provtagningen får det inte heller komma in luft i transformatorn (Aro 2003 s.198). För att få noggrannast möjliga resultat skall dessa mätningar utföras:

- oljans genomslags- och gränsspänning
- dissipationsfaktor (tan δ)
- förlustfaktor
- neutralisationsgrad
- inhibitorhalt
- vattenhalt

(Västi, Marjatta 2009. ECM Öljyanalysit s. 7)

3.3.2 Gasanalys (DGA)

Gasanalysen (Dissolved Gas Analysis) är en viktig del av testningen av transformatorn och betraktas ibland som ett ”blodprov” av transformatorn. Med hjälp av gasanalysen kan man få reda på det mesta som man kan få reda på om transformatorns tillstånd. Största delen av de elektriska proven som utförs beror på att det hittats avvikelser i gasprovet. Gasprovet fås genom att separera gaserna från oljan genom vakuum. För att få en helhetsbild av transformatorn är det viktigt att man jämför olje- och gasanalyser med jämna mellanrum. Då kan man också få en förvarning om transformatorns plötsliga fel som utvecklas sakta i början, men som utvecklas med en accelererad fart i ett senare skede. (Västi, Marjatta 2009 s. 8)

Alla tekniska fel i transformatorn producerar särskilda gaser och det är mängden samt bildningshastigheten av gaserna som indikerar allvaret av felet. Ifall gaser produceras med en jämn takt menar det att transformatorn fungerar normalt, eftersom föråldringen alltid leder till förekomsten av en del gaser. Om det däremot förekommer snabb ökning av gaser och förändring i gassammansättningen, kan det betyda att det förekommer elektriska genomslag eller att transformatorn är varmare än vanligt. En partiell urladdning skapar inte så mycket gaser och värme som t.ex. en överhettad lindning. Gaserna i en partiell urladdning skapas av den joniserande strålningen.

Då det förekommer termiska fel i transformatorn kan resultaten vara mycket olika. Ifall det förekommer överhettning sönderfaller oljan och gaser skapas. Genom att analysera gaserna kan man få reda på var felet befinner sig. Vid överhettning uppstår det koldioxid och kolmonoxid i transformatoroljan. Gaserna uppstår då oljepappersisolationen blir skörare. Tidigare användes det bara analys av koldioxid- och kolmonoxid-halterna för att definiera oljepapprets tillstånd. Senare märkte man att furfuralanalysen också måste inkluderas i testerna som en mer exakt indikator av transformatorns tillstånd eftersom koldioxid och kolmonoxid sakta bildas i oljan fastän oljepappret inte skulle vara gammalt.

Kolgaserna har en tendens att förgasas, med en konsekvens att gashalterna inte är jämna. För analys av de olika gaserna kan man använda en gaskromatograf eller masspektrometer. Dessa maskiner är dyra men mycket noggranna. Som ett billigare alternativ kan man använda detektorrör som innehåller indikatorämnen. Indikatorämnen

reagerar med olika gaser och därmed byts ämnets färg. Rören funkla med principen: ju mer gas, dess starkare färgförändring. De är billiga och lätta att använda men de visar inte sönderfallprodukternas sammansättning (Aro 2003 s. 198-199). Nedan finns en tabell som visar gashalternas alstring i en transformator med 50 ton olja.

Tabell 9. Gashalternas alstring i en transformator med 50 ton olja (A guide to transformer oil analysis. I.A.R. Gray – Transformer Chemistry Services)

	Normal alstring (ppm/dag)	Allvarlig alstring (ppm/dag)
väte	< 0,1 ppm/dag	> 2
metan	0,05	6
acetylen	0,05	6
etylen	0,05	6
etan	0,05	1
kolmonoxid	2	10
koldioxid	6	20

I gasanalysen kan man också få reda på halten av väte, metan, acetylen, etylen, och etan. När man analyserar resultaten undersöker man ofta gashaltförhållanden. Ifall det t.ex. finns avsevärt mera väte än metan, tyder det på att det förekommit en del partiella urladdningar. Man kan ändå inte vara helt säker på resultaten, eftersom det redan naturligt finns en del mera väte i oljan. Ifall det däremot finns för mycket metan i oljan kan det vara ett märke på termiska fel. I en transformator som har en lindningskopplare bildas det acetylen automatiskt. Transformatorolja som blandat sig med oljan runt lindningskopplaren får också en hög halt av acetylen. Detta är viktigt att komma ihåg så det inte uppstår några misstag vid analysen av testresultaten.

Vid granskning av gasanalysen är det ofta nyttigt att kombinera dessa resultat med resultaten från oljeanalysen och de elektriska mätningarna för att säkert kunna positionera

felet. För att vara fullständigt säker att det verkligen finns ett fel i transformatorn skall det alltid tas ett sekundärt oljeprov. Detta utesluter möjligheten att oljeprovet kontaminerats under provtagningen. (Aro 2003 s. 197-198)

En standard som instruerar om hur gasprov skall analyseras och mätas är IEC 60599 standarden. I standarden ingår fem olika feltyper som vanligen förekommer i transformatorns isolation och dess gränsvärden är också givna. Ifall dessa gränsvärden överskrids skall "felgaskvoten" räknas ut från värdena. Enligt standarden skall man framför allt använda transformatorns egna och empiriska gränsvärden för att kunna analysera gamla och nya testresultat rätt.

3.3.3 Hur tas oljeprov?

Det finns ett speciellt sätt att ta oljeprov ur en transformator och flera olika sätt som kan förstöra och kontaminera oljeprovet. Det är mycket viktigt att en kunnande person tar oljeprovet för att resultaten skall vara pålitliga. Ett litet fel, såsom alltför lång exponering åt luft kan förstöra oljeanalysen.

Första saken som görs är att man kontaktar kunden och beslutar om hur och när oljeprovet skall tas. Det skall beslutas ifall man bara tar några prov eller om man utför ett omfattande prov där man tar reda på all den information som transformatoroljan kan innehålla. Efter det skall en ren flaska och instruktioner sändas åt kunden, som själv tar oljeprovet. Man kan också komma överens om att en expert kommer och tar oljeprovet. Provtagaren skall fylla en blankett där det förekommer information om transformatorn, oljans temperatur m.m. Därefter skickas flaskorna till ett laboratorium där gaserna separeras från oljan. Gasprovet analyseras med en gaskromatograf och resultaten sparas i en databas. Sedan jämförs resultatet med internationella standarder för att se efter om resultaten ligger innanför gränsvärdena. Till slut skall kunden informeras om transformatorns tillstånd och resultaten skall skickas i en form som kunden kan läsa och förstå.

Allmännaste felen som förstör oljeanalysen:

- Smuts som kommer i oljeprovet
- En halvfull provflaska

- Ett s.k. ”rörprov” där oljan inte låtits rinna tillräckligt innan man tar oljeprovet. Denna olja ger en bild på oljan i röret, inte oljan i transformatorn.
- Dåligt ifyllda eller saknade informationsblanketter
- Onödigt lång förvaring av oljan kommer efter en tid att förstöra oljeprovet

(Imatran Voima Oy 1990. *Muuntajaöljyanalyysi - Öljynäytteen oton yleisimmät virheet*)

3.3.4 Mätning av oljans genomslagsspänning

Ändamålet med mätningen är att säkra att oljan fungerar som en tillräckligt bra elektrisk isolator. Oljans genomslagsspänning mäts med ett speciellt elektrodsystem. I detta system är elektroderna av en speciell kalott typ, vars diameter är 25 mm och fria avståndet 2,5 mm. Det används en spänning vars lyfthastighet är 2 kV/s med 50 Hz. För att få ett acceptabelt resultat utförs mätningen sex gånger och därefter räknar man ut medeltalet av dem. Ny olja bör ha en genomslagsspänning på ca 50 kV. Ifall oljan inte uppfyller detta värde uppstår det luftbubblor, fukt och damm i oljan vilket kan leda till större fel. (Strömberg s. 13-1)

3.3.5 Mätning av förlustfaktorfaktorn

Mätning av förlustfaktorn går ut på att mäta den läckande strömmen genom transformatoroljan. Testet utvisar om det finns fukt, föroreningar eller andra produkter som uppstått vid oxidation av oljan. Nackdelen med testet är att den inte visar exakt vilken typ av föroreningar det finns i oljan, dock indikerar det ifall det behövs fördjupade mätningar av denna typ. Testet utförs då oljetemperaturen är 90°C. Ny olja har en förlustfaktor på 5 %, medan föråldrad olja har flera hundra %. (I.A.R. Gray Transformer Chemistry Services, *A guide to transformer oil analysis*, s. 4) (Imatran Voima OY, *Tekninen ohje TEO249*, 1992. s. 1)

3.3.6 Furfuralanalys

Furfuralanalysen är en testningsmetod som kompletterar gasanalysen, genom att indikera om pappersisolationens tillstånd och föråldringssituation. Furfuraler uppstår endast då pappersisolationen sönderfaller, medan koldioxid och kolmonoxid uppstår både då pappret och oljan sönderfaller. Förekomsten av furfuraler är alltså ett säkert tecken på att pappersisolationen sönderfallit. (Imatran Voima Oy, Tutkimus ja kehitys 1991. bilaga 3)

3.3.7 Vattenmängden i oljan

Oljan absorberar vatten och fukt som kommer in i transformatorn genom felaktiga isole-ringar och genom expansionskärlet. Mängden vatten i oljan beror på oljans temperatur, kvalitet och föråldring. Då det finns för mycket vatten i oljan, försämras isolationsförmågan dramatiskt. Oljans vattenmängd varierar från fall till fall mellan 5 – 50 ppm. (Imatran Voima OY, *Tekninen ohje TEO249*, 1992 s. 1)

3.3.8 Gränsytspänning

Gränsytspänningen minskar då oljan föråldras och det indikerar om det finns föroreningar i oljan. Ny olja som mäts i en 25°C temperatur har en gränsytspänning på 45 mN/m. En minskad gränsytspänning (> 20 mN/m) leder till att det bildas bottensats. (Imatran Voima Oy. *Tekniken ohje TEO249*, 1992 s. 2)

3.3.9 Neutralisationsgraden

Neutralisationsgraden talar om hur mycket transformatorolja föråldrats genom att detektera sura partiklar i oljan. Ny olja har 0,01 mg/g sura partiklar i oljan medan en långt föråldrad olja har 0,5 mg/g sura partiklar. (Imatran Voima OY. *Tekniken ohje TEO249*, 1992 s. 2)

3.3.10 Inhibitorhalt

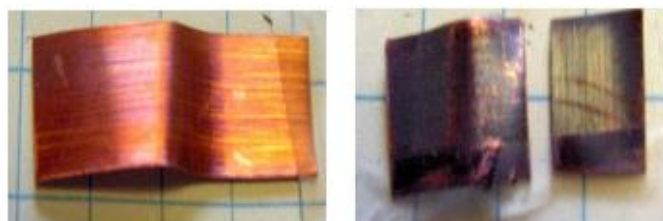
Inhibitor är ett tillsatsämne som tillsätts i transformatorolja för att bromsa dess föråldring. Föråldringen beror i princip på oljans oxidering och förändringen av oljans kemiska och elektriska egenskaper. Ny olja har en inhibitorhalt på ca 0,2 – 0,4 % och halten sjunker långsamt då transformatorn är i drift. (Imatran Voima OY, *Tekninen ohje TEO249*, 1992 s. 2)

3.3.11 Korrosiva partiklar i transformatorolja

Det finns inte bara en typ av korrosivt material som påverkar transformatorerna. Det kan finnas flera hundra olika korrosiva material i transformatorolja beroende på tillverkaren och råoljans ursprung. Av dessa är bara en liten del så korrosiva att de betraktas som farliga åt transformatorn, d.v.s. partiklarna förändras från stabila till reaktiva partiklar. Denna förändring beror oftast på en höjd temperatur. Korrosiva material i transformatorolja har inte studerats länge och bara några material har bevisats vara farligt korrosiva; en av dessa är DBDS (Dibenzyl Disulfid).

Bara för en liten tid sen betraktades DBDS som stabilt, men forskningarna har visat att även dessa stabila material kan bli reaktiva om man exponerar dem åt en höjd temperatur under en tillräckligt lång tid. Detta betyder inte att DBDS i sig själv är korrosivt, men om den får reagera med olika ämnen i oljan kan den ändra form och sedan blir farligt korrosiv. Då DBDS exponeras åt temperatur uppstår det en biprodukt som kallas ”benzyl mercaptan”. Detta ämne har i olika test visat sig vara extremt reaktivt. (Lewand, Lance 2010. *Dibenzyl Disulfide in transformer oil*)

I nedanstående figur ser man hur korrosiva partiklar påverkar kopparlindningarna.



Figur 14. Inverkan av korrosiva ämnen på koppar [www] Tillgänglig:

www.powersubsvcs.com/images/corrosive.jpg Hämtad 26.7.2010

Ett sätt att bli av med korrosiva partiklar i oljan är att regenerera det, d.v.s. man exponerar oljan åt extrema temperaturer och mycket hög tryck. Det finns speciella lastbilar som innehåller en rengöringsstation. Med dem kan man köra bredvid transformatorn och regenerera oljan på plats. Oljan passerar rengöringssystemet flera gånger och oljans färg förändras från en mörk brun (gammal olja) till en klar gul eller orange färg (ny olja). Färdigt regenererad olja är lika bra eller bättre som oanvänd olja. (Lewand, Lance 2010. *Dibenzyl Disulfide in transformer oil. [www] Tillgänglig: <http://www.netaworld.org/files/neta-journals/NWfall08-Lewand.pdf> Hämtad 26.7.2010)*)

Från figur 15 kan man tydligt se skillnaden mellan gammal transformatorolja och regenererat olja.



Figur 15. Färgförändring av olja under regenerering

3.3.12 Föråldring av oljepappersisolationen

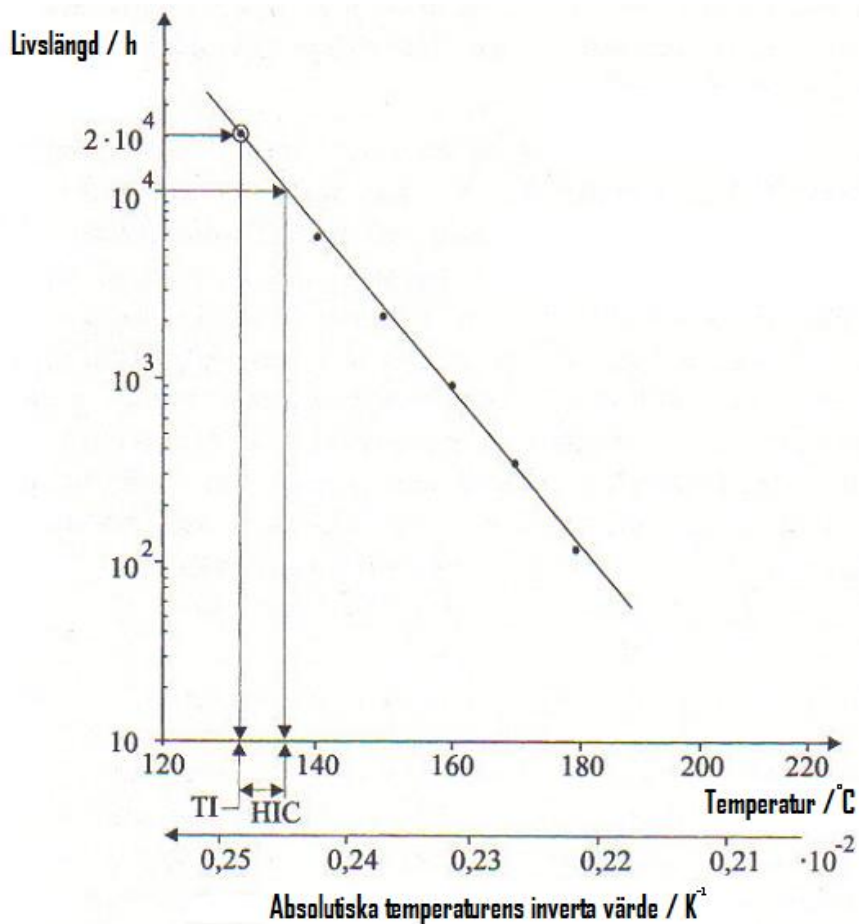
Transformatoroljan är ett organiskt material som oxideras när den blir äldre. Oxideringen är en kedjereaktion som börjar med att kolvätemolekylerna oxideras och blir väteperoxid. Reaktionen sker snabbare i varm olja än i kall olja. Eventuell metall i oljan (järn, koppar och bly) har också en stor inverkan på hastigheten av reaktionen. Oxideringen fördröjs av inhibitorn som redan naturligt finns i oljan. Inhibitorn knyter samman fria partiklar såsom vatten och metaller. Ett sätt att bromsa oxideringen är att tillsätta inhibitor i oljan (Aro 2003 s. 178).

Ett typiskt problem i Finlands kalla klimat är fukt i pappersisolationen. I kallare transformatorer brukar vattnet befinna sig i fasta isolationen medan en varmare transformator

har en stor del av vattnet i oljan som små droppar. Vatten kan också finnas i transformatorns laminerade trädskivor. I en ny transformator finns det ca 2 mg/kg vatten i transformatoroljan. Resten av vattnet finns i andra delar av isolationen (ca 0,5 %) och den slutliga vattenmängden kan vara ca 9 kg i en transformator som väger 114 ton. En använd transformator kan ha så mycket vatten som 90 kg och en sådan mängd leder ofta till att oljan blir mättad. Största delen av vattnet stannar alltid i pappersisolationen och transformatorpappret, men en del av vattnet kan efter en stund sjunka längs ner i transformatorlådan och till och med hamna i expansionskärlet. Förutom de inre kemiska reaktionerna som kan producera vatten, kan vattnet komma in i transformatorn också på andra sätt; bl.a. genom silikagel-andningssystemet, sprucken isolation eller löst spända luckor. En bra tumregel lyder: Där det kommer olja ut, kommer det också vatten in. (I.A.R. Gray. *A guide to transformer oil analysis* [www]. Tillgänglig: http://www.satcs.co.za/Transformer_Oil_Analysis.pdf s.1 Hämtad 11.6.2010)

Alla reaktioner och förändringar i transformatorn och dess omgivning inverkar mer eller mindre pappersisolationen. Det uppstår föroreningar som är ogynnsamma för pappersisolationen såsom ledande metaller, vatten och sura ämnen. Dessa ämnen påverkar inte papprets elektriska egenskaper direkt, men de mekaniska egenskaperna försämras då pappret blir skörare. Fukt i pappret är speciellt farligt eftersom den påföljande kemiska reaktionen skapar mera vatten och fukt i oljan. Vatten orsakar alltså mera vatten, vilket då accelererar föråldringen av pappersisolationen och kan leda till elektriska genombrott och urladdningar. Hög värme är också mycket farligt, eftersom bara en höjning på 6 K halverar pappersisolationens livslängd. Enligt Aro (2003 s. 176) är isolationens livslängd i 130°C ca 20 000 timmar, medan livslängden är 10 000 timmar i 136°C. Temperaturens påverkan på livslängden kan lätt beskrivas med Arrhenius-kurvan, som visar hur länge pappret håller i en viss temperatur. Det är viktigt att komma ihåg att Arrhenius-kurvan baserar sig på antaganden, d.v.s. att konstanterna hålls konstanta och att isolationen alltid reagerar likadant på en ändring i omgivningen (Aro, Martti. 2003, *Suurjännitetekniikka* 2 uppl., OY Yliopistokustannus/Otatieto 2003. s. 176-179).

Nedan finns en figur som demonstrerar pappersisolationens DP-grad i jämförelse med papprets termiska livslängd.



Figur 16. Arrhenius kurvan (x- axeln: livslängd / h. y-axeln: temp. / °C) (Aro, Martti 2003. Suurjännitetekniikka s. 177)

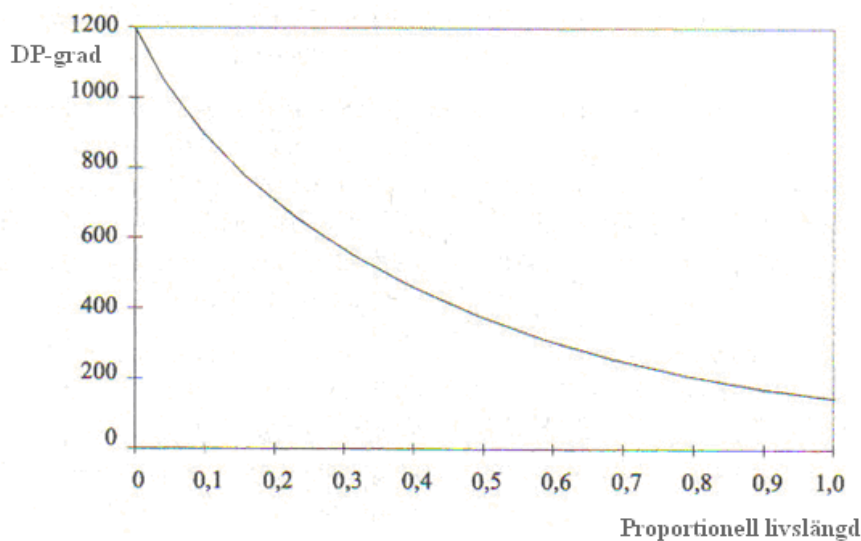
Pappersisolationens polymeriseringsgrad, d.v.s. DP- grad (degree of polymerisation) används för att bestämma pappersisolationens livslängd. DP- graden visar hur många glukosmolekyler som det i medeltal finns i varje partikel (Aro, 2003 s. 178). För nytt isolationspapper är DP- graden mellan 1000 och 1300. DP- graden är en mycket bra indikator på den återstående livslängden av pappret. Eftersom pappret har en så stor inverkan på hela transformatorns funktion är den också en bra indikator på hela transformatorns livslängd. DP- graden sjunker mycket snabbt under de första åren men jämnas ut ju äldre transformatorn blir. Pappersisolationen börjar bli gammal då DP- graden sjunker under 300 och blir oanvändbar vid värden under 150. Det är just temperaturen som har en stor inverkan på DP- graden och ämnet studeras fortfarande för att få reda på hela sanningen. Man vet inte ännu exakt ifall temperaturen påverkar en hög DP- grad (> 1000) mera än en låg DP- grad (< 500).

Tabellen 10 visar kopplingen mellan DP- graden och pappersisolationens funktion.

Tabell 10. DP- värde av oljepappersisolation [www]. Tillgänglig:

http://www.satcs.co.za/Transformer_Oil_Analysis.pdf Hämtad 27.7.2010 s. 5

DP- värde	Anmärkning
> 900	Inga upptäckbara förändringar
600-900	Små förändringar i pappersisolationen
450-600	Betydande förändringar i pappersisolationen men funktionen av isolationen nästan oföränderlig
350-450	Isolationspappret närmar sig sin kritiska ålder. Isolationen bör kontrolleras oftare under de följande åren
250-350	Pappret är mycket nära sin kritiska ålder. Ny kontroll av isolationen inom ett år
200-250	Pappret är nästan avlagt och transformatorn bör tas ur bruk.
< 200	Transformatorn är i stor risk att få ett allvarligt fel. Transformatorn bör tas ur bruk omedelbart



Figur 17. Förändring i pappersisolationen under transformatorns termiska livslängd (x-axeln: DP-grad. y-axeln: proportionell livslängd) (Aro, Martti 2003. Suurjännitetekniikka s. 179)

Figur 17 demonstrerar hur pappersisolationens DP- grad sjunker under papprets termiska livslängd.

Då pappret sönderfaller pga. kemiska reaktioner, överhettning eller elektriska urladdningar, uppstår det alltid sönderfallsprodukter som kan vara skadliga för transformatorn. Dessa ämnen kan vara koldioxid, sura ämnen och aldehyder. (Aro, 2003 s. 180)

Oljepappersisolationen är svår att handskas med eftersom det är nästan omöjligt att ta provbitar. I somliga transformatorer finns det färdiga provbitar men dessa uppvisar sällan hela sanningen om pappersisolationens kondition i mitten av transformatorn. Papprets inverkan på hela transformatorn är också stor, eftersom förnyande av pappersisolationen är praktiskt taget omöjligt. (Laurila, Tom. s. 8) (Aro, 2003 s.179)

3.4 Nya testningsmetoder

Kapitlet presenterar ett antal nya metoder som redan används av andra företag runtom världen och som kunde göra Fortums arbete snabbare, noggrannare och mera användarvänligt. Kapitlet kommer att uppskatta varje apparats verkliga värde och användbarhet. Det kommer också att diskuteras redan kända redskap, såsom människans sinnen som

kunde användas mer än vad man gör idag. Nuförtiden litar man sist och slutligen bara på maskinernas testresultat.

3.4.1 Användning av människans sinnen som testningsverktyg

Användningen av människans sinnen är inte en ny metod, utan har använts av testare så länge som det har funnits transformatorer. Människans sinnen är ett av de viktigaste verktygen som en testare har med sig. Människans syn är kanske inte lika noggrann som en maskin men synen kan känna igen fel redan i ett tidigt skede av testningen, vilket kan leda till förändringar i testningsplanen. Därför är det viktigt att inte utesluta den visuella granskningen fastän maskinerna som används blir allt bättre, noggrannare och pålitligare.

Alla testningar börjar med att man visuellt kontrollerar transformatorn, för att se efter läckage eller sprickor. Med oljeläckage menas att transformatorlådans isolation har spruckit och då olja kan komma ut, slipper det också luft och fukt in i transformatorn. Det finns olika saker som man kan se efter: rost, målarfärg, smuts, olja och sprickor. En del av den visuella granskningen är bättre att göra då transformatorn är ur drift och en del under drift eftersom värmeförändringen i oljan sätter oljan i rörelse. Samma gäller granskningar som kan göras med att lyssna på transformatorn. Dessa är förstås gjorda under drift då det kan höras skramlande ljud ur transformatorn, istället för det vanliga ljudet som låter som en humla. Dessa ljud är ändå mycket svåra att skilja åt och det behövs ett utvecklat och erfaret öra för att märka de oönskade ljuden. Fastän dessa mätningar inte är direkt vetenskapliga, skall de ändå antecknas i rapporten, eftersom små iakttagelser kan leda till en noggrannare granskning av transformatorn. (Brynjebo, Eddie 2010. *Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010 – Why and how to perform field measurements on Power Transformers* s. 3)

3.4.2 Spektroskopiska mätningar

Under de senaste åren har alla testningssätt utvecklats med en hastig fart. Tillverkarna vill utveckla maskiner som utför testningarna billigare, snabbare och mindre destruktiva åt pappersisolationen. I vanliga fall måste man lösgöra en bit av isolationen för att kunna mäta pappersisolationens DP- värde. Ett portabelt verktyg har utvecklats som enkelt

kan användas ute på fältet. Systemet innehåller små spektrometrar som täcker området 350-2500 nm (NIR = Near Infrared). Verktuget kan användas för att externt kontrollera pappersisolationens tillstånd. Man måste alltså inte söndra pappret runt lindningarna för att få en provbit. Maskinen mäter papprets DP- värde med en noggrannhet på ± 20 DP.

För att noggrant kunna kalibrera maskinen för olika mätningar har de mätta värdena jämförts med i laboratorie förhållanden mätta värden. Maskinen tar emot data och skriver ut resultatet som ett diagram. Från diagrammet kan man läsa ifall pappret innehåller fukt eller andra skadliga ämnen och därifrån räkna ut isolationens DP- värde. Metoden är relativt ny i transformatorbranschen, men den har använts i livsmedelsindustrin i flera år för klassificering av papperstillståndet.

En stor nackdel med den nya tekniken är att man måste lyfta lindningarna och kärnan ur transformatorlådan, eftersom spektroskopet inte kan utföra mätningen genom den tjocka transformatorlådan. En annan möjlighet är att sänka oljenivån i transformatorlådan tillräckligt så att isolationspapprets övre del blir synlig. En annan nackdel med verktuget är att den inte når samma noggrannhet som testresultaten i ett laboratorium. Det är dock bara en tidsfråga innan man utvecklat ett system som tillåter mätningen genom transformatorlådan. (Stevens, Gary 2010. *Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010 – Non- Destructive and In- Situ Analysis of Cellulose Insulating Materials in Power Transformers*)

3.4.3 Användning av lukt analyserare

En ny metod som inte ännu används i transformortestningen är användning av elektroniska luktare. Luktaren känner till vissa odörer och sedan analyserar vad just en specifik odör betyder. Det finns en del odöranalyserare som används i andra industrier, såsom Alpha MOS Electronic Nose (E-Nose). Den elektroniska näsan är nästan likadan som en människas näsa, eftersom den känner till lukter som skapats av gaser, vätskor och fasta material. E-Nose innehåller tre delar: ett sampling system och detektionssystem samt en dator som analyserar och lagrar resultaten. Dessa mätare kan användas manuellt eller så kan de installeras för att göra on-line mätningar.

On-line mätningarna skulle vara ett bra alternativ i mätning av transformatorer då man inte måste vara på plats för att utföra mätningen. E-Nose kunde vara installerad på

transformatorlådan för att detektera lukten som genereras utanför transformatorlådan. P.g.a. on-line tekniken skulle maskinen sedan sända ett alarm vilket senare skulle leda till inspektion eller nedkörning av transformatorn.

Ett bra verktyg som kunde vara till stor nytta i testningarna av transformatorn skulle vara en portabel version av en E-Nose. Mätningen av odörer kunde vara en del av de visuella mätningarna, som skulle utföras innan de elektriska och kemiska mätningarna. (Alpha-Mos 2010. [www]. Tillgänglig: http://www.alpha-mos.com/products_technology/electronic_nose.html Hämtad 27.7.2010)

3.4.4 Kelman Transport X - En mobil oljeanalys

Det utvecklas hela tiden nya metoder som gör testningarna lättare, snabbare och förmånligare. Fastän man vill att allt skall gå snabbt och förmånligt, skall det också ske noggrant och säkert. Detta är speciellt viktigt då det är frågan om krafttransformatorer, då små mätfel och opålitliga resultat kan leda till enorma elavbrott. En fördel med mobil oljeanalysen är att den minskar risken att oljeprovet kontamineras under transporten och lagringen.

Det finns flera olika tillverkare som byggt sin egen version av en mobil oljeanalyserare. Ett exempel är Kelman Transport X, som är en portabel DGA- och fuktmätare av oljan. Maskinen har utvecklats för att vara så användarvänlig som möjlig, d.v.s. den är enkel att använda och mycket robust. Den har en pekskärm som gör opereringen av maskinen och dess funktioner enkelt och snabbt.

Kelman Transport X använder sig av infraröd mätningsteknologi som ger ett noggrant resultat redan efter några minuter. Man kan också ladda ner den mätta informationen genom ett datorprogram som sedan omvandlar informationen till lättläst Excel format. Tabell 11 demonstrerar Kelman Transport X tekniska specifikationer. (GE Energy, Transport X Brochure)

Tabell 11. Kelman Transport X tekniska specifikationer (GE Energy – Kelman Transport X portable DGA unit and moisture in oil Fact Sheet. s. 2)

Sammansättning	Mätområde
väte	5-5000 ppm
koldioxid	1-50000 ppm
kolmonoxid	2-50000 ppm
metan, etan och etylen	1-50000 ppm
acetylen	0,5-50000 ppm
vatten	± 3 ppm

Det är ingen fråga om att mobila DGA-analyserare är ett måste för företag i framtiden. En nackdel med maskinerna är att en kemist alltid måste resa till transformatorn, istället för att oljeprovot skulle skickas till laboratoriet där analyserna utförs. En annan nackdel är att en liten portabel låda knappast kan utföra testerna så noggrant som en maskin i laboratorieförhållanden. Viktigast är ändå att maskinen når de standarder som den måste uppfylla om noggrannhet. (GE Energy – Kelman Transport X portable DGA unit and moisture in oil Fact Sheet s. 2)



Figur 18. Kelman Transport X (GE Energy – Kelman Transport X portable DGA unit and moisture in oil Fact Sheet s. 2)

3.5 Sammanfattning av testningsmetoderna

För alla nämnda prov är det viktigt att man jämför resultaten med gamla testresultat. Detta hjälper att identifiera fel och utnötta delar. Genom att jämföra nya och gamla resultat kan man också estimeras transformatorns tillstånd relativt noggrant och bestämma när och hur följande underhåll måste utföras.

Det är absolut fel att tänka att ett enkelt och kort test är onödigt för att man aldrig förut hittat ett fel genom testet. Man skall alltid utföra alla mätningar för att säkra sig om hela transformatorns felfria funktion eftersom det inte finns ett test som skulle avslöja allt om en transformator. Alla test ger en unik bild om just den del som testats, vilket bevisar att alla testningar är viktiga. Ifall man har begränsat med tid eller pengar, finns det några mätningar som är viktigare än andra bl.a. olje- och gasanalysen.

4 RESULTATREDOVISNING

4.1 Förutsägning av transformatorns tillstånd

Att förutsäga transformatorns tillstånd är något enklare än att förutsäga den återstående livslängden. Detta beror på att man vanligen först ger en uppskattning på tillståndet av varje del separat och först efter det börjar man fundera på hela transformatorns tillstånd. För varje del finns det en speciell testning vars resultat sedan analyseras. Ur resultaten kan man besluta ifall transformatorn är i gott skick, ifall den behöver vidare testningar för att granska progressen inne i transformatorn eller om den redan är i så dåligt skick att den måste nedköras. Resultaten av testen kan ge en förvarning av eventuella fel och mera tid för att reagera åt felet. Utan förvarningen skulle transformatorn drivas normalt vilket eventuellt skulle leda till ett fel i transformatorn.

Alla tester ökar driftsäkerheten men en del ökar driftsäkerheten mera än andra. Ifall man har begränsat antal tid och pengar för testandet bör man först analysera oljan och gaserna. Sedan skall det utföras en mätning av partiella urladdningar, mätning av lindningsresistans, förlustfaktor, isolationsresistans, tomgångsström och förlustfaktor. Ett spänningsprov och en DOBLE- mätning skall också utföras. Ifall det finns tid och pengar skall resten av testerna utföras för att försäkra funktionen och öka driftsäkerheten av transformatorn. Genom att göra alla tester till transformatorn regelbundet har man gjort allt som man kunde göra för att undvika fel och öka driftsäkerheten. Det är viktigt att fortsätta testa oberoende om man hittar fel eller inte. Man kan aldrig veta när det uppstår ett fel.

4.2 Förutsägning av transformatorns livslängd

Förutsägning av en transformatorns livslängd är en mycket svår uppgift och nästan omöjligt att göra pålitligt. Det beror på att det finns så många faktorer som påverkar transformatorns alla delar både internt och externt. Det vore mycket enkelt att förutse livslängden av en transformator som drivits i en bubbla, d.v.s. utan höjd temperatur, utan föroreningar och utan fel. Dagens komponenter och material är både tekniskt och ekonomiskt gynnsamma och endast dessa egenskaper förlänger en transformators livslängd med flera år jämfört med tidigare transformatorer. Utan oönskade eller plötsliga

fel skulle vi ha transformatorer som skulle vara i drift flera hundra år. Sanningen är dock att det uppstår plötsliga fel som kan vara så allvarliga att de förstör transformatorn helt. Saken gör inte bättre att en del allvarliga fel såsom explosioner, kan bero på små saker som efter en tid blir stora problem. Dessa fel kunde alltså ha förutses och repareras.

Fastän uppgiften är svår så finns det medel och metoder som hjälper då man måste ge en prognos åt en transformator. Andra metoder är mera betydelsefulla; Sådan är DP- graden vilken är direkt kopplad till transformatorns livslängd, eftersom det är praktiskt taget omöjligt att förnya pappersisolationen. DP- graden berättar dock bara om i vilket skick pappersisolationen är och fel kan uppstå i vilken del av transformatorn som helst. Ett sätt att få en allmän bild av transformatorns tillstånd och därmed av den återstående livslängden är att analysera transformatoroljan. Allra bäst skulle vara att göra detta med jämna mellanrum under transformatorns hela livscykel eftersom en stor del av problemen inte är allvarliga i början, men de blir allt farligare med en accelererande fart. Då transformatorn drivs normalt kan små fel bli allvarliga inom några månader.

Nuförtiden kan transformatorn ges en estimerad livslängd på basis av de olika testerna. Värderingen är dock given bara på basis av en testning. Ifall man vill ge en livslängd åt hela transformatorn, måste man värdera alla delars återstående livslängd och sedan välja det lägsta värdet. Då tiden är ute för just den delen, kan man säga att transformatorn har kommit till slutet av sin livscykel och måste antingen skrotas eller underhållas. Värdering av livslängden är ännu inte noggrant p.g.a. variablerna som förändras hela tiden. Därför måste man komma ihåg att själva värderingen av livslängden också kan kasta med flera år.

Dagens transformatorer brukar få en estimerad livstid på ca 20 år. Estimeringen är dock mycket osäker och livslängden kan variera t.o.m. ± 10 år beroende på användningssättet och tillverkaren.

4.3 Vilka test ökar driftsäkerheten mest?

Fastän alla test är viktiga, finns det några test som avslöjar mera om transformatorns tillstånd. Med att studera de olika testningarna har det dykt upp några test som ökar

driftsäkerheten mer än de andra. Informationen för detta stycke baserar sig på Eddie Bryngebos statistik som demonstreras på figur 3, 4 och 5.

Bland de viktigaste testerna som finns är olje- och gasprovet. Med dem kan man få reda på största delen av informationen om transformatorns tillstånd. Detta beror på att olika fel i transformatorn direkt påverkar oljan som ligger i transformatorlådan.

I figur 4 (Vad var orsaken till felet?) kan man se att blixtnedslag och sabotage orsakar ca 17 % av felen. Dessa orsaker är mycket relevanta och påverkar transformatorn en hel del, men det finns inte mycket som kan göras åt saken. Det som kan göras är att skydda transformatorn med olika skyddsreläer och försäkra att skydden funkar felfritt. Man kan också placera transformatorn inomhus så att blixten inte direkt kan slå i transformatorn. Placeringen inomhus skyddar också transformatorn från sabotage. Det finns dock några säkerhetsproblem som kan begränsa användningen av krafttransformatorer inomhus, bl.a. risken för en våldsam eldsvåda och risken för överhettning. En sak som kunde göras för att skydda sig från blixtnedslag är att testa funktionen av överspänningsskyddet. Testet används inte så mycket.

Underhållsproblem orsakar ca 14 % av felen. För att undvika dessa fel är det viktigt att skola personalen rätt. Underhållsproblem kommer alltid att vara en del av felen p.g.a. mänskliga misstag, men en del av felen kan undvikas genom ordentlig skolning.

Genom att mäta isolationen på hela transformatorn kan man få reda på ca 17 % av felen. Genom att mäta förlustfaktorn, isolationens resistans och utföra spänningsprovet kan man få reda på isolationens tillstånd. PD-mätningen kan också inkluderas för att få en ännu noggrannare bild om isolationen.

En stor del (ca 27 %) av felen orsakas av elektriska orsaker i nätet. Elektriska orsaker i nätet är bl.a. överspänningar, träd som fallit på elledningar eller t.ex. en grävmaskin som i misstag grävt på en ledning och orsakat en kortslutning. Plötsliga kortslutningar i elnätet kan i somliga fall leda till ett fel i transformatorn oberoende hur gammal transformatorn är.

Kontaktproblem och fukt är orsaken till ca 20 % av fel. Kontaktproblem kan undvikas till en viss grad med att använda rätta material. Fukt kan undvikas med att se till att det inte kommer luft in i transformatorn. För att undvika detta måste man se till att isolatio-

nen är i skick och att silica gel systemet fungerar felfritt. En bra tumregel att komma ihåg är: där det kommer olja ut, slipper det också luft in. Ett bra sätt att kontrollera silica gelet är se ifall silica kornen ändrat färg. Färgförändringen tyder på att kornen absorberat för mycket vatten och håller på att sönderfalla. Fukthalten kan kontrolleras med ett oljeprov, en DOBLE- mätning och mätning av isolationens förlustfaktor.

Ifall gasvakten indikerar på ett fel bör man mäta isolationsresistansen, tomgångsströmmen, omvandlingskvoten och lindningsresistansen. Mätning av lindningskopplaren med lampmetoden bör också utföras. Provet är enkelt och snabbt.

Ifall det finns begränsat med tid eller pengar att utföra testerna, skall följande test utföras först. De avslöjar mest om transformatorns tillstånd och ökar därmed driftsäkerheten.

- Olje- och gasanalys
- DOBLE- mätning
- Mätning av isolationens förlustfaktor och resistans
- Överspanningsprov inkl. mätning av partiella urladdningar
- Mätning av lindningsresistans (för att undvika värmefel)
- Mätning av tomgångsström och omvandlingskvot

(Aroranta, Mauri 2010. [muntl.]. Diskussion 27.9.2010)

I följande exempel kan man tygligt se att det relativt snabbt uppstått ett fel i transformatorn. Med att kontinuerligt utföra oljeprov får man tillräckligt snabbt information om transformatorns försämrade tillstånd. I bara ett år har bl.a. väte-, metan-, etan- och brinnande gashalterna ökar dramatiskt. Detta tyder på värme och/eller gnistbildning i kontaknanordningen. Svartningen av kopplingen hade senare lett till bildning av bubblor i transformatoroljan. Tillräckligt med bubblor leder till små partiella urladdningar som i värsta fall kunde orsaka en explosion i transformatorn. Från figur 19 och 20 kan man tydligt se att pappersisolationen och kopplingen blivit utsatt för värme och gnistbildning. Utan kontinuerliga oljeprov hade detta fel inte noterats.

Tabell 12. Resultat av kemiska tester (Johansson, Svante 2010 Fortum. OAO FORTUM CONDITION MANAGEMENT (CM) SEMINAR 2010 s. 8)

	12/2001	01/2003
Väte (ppm)	7	1166
Metan (ppm)	4	122
Kolmonoxid (ppm)	226	423
Etan (ppm)	0	56
Brinnande gaser (ppm)	254	1802



Figur 19. Fel i kontakt 1 (Johansson, Svante 2010 Fortum. OAO FORTUM CONDITION MANAGEMENT (CM) SEMINAR 2010 s. 8)



Figur 20. Fel i kontakt 2 (Johansson, Svante 2010 Fortum. OAO FORTUM CONDITION MANAGEMENT (CM) SEMINAR 2010 s. 8)

4.4 Vilka slutsatser kan man dra ur testresultaten

Alla resultat tyder på en viss sak som har skett i transformator. Det är just vid analyseringen av testresultaten som erfarenheten av testaren är oerhört viktigt. En oerfaren testare kommer troligen bara att granska ifall resultaten ligger innanför gränserna, medan en erfaren testare kan se ett hot i ett testresultat som ligger innanför gränserna. Det kan t.ex. vara värden från två olika mätningar som enskilt inte skapar ett hot, men vilka gemensamt kan betyda att det finns ett litet fel i transformatorn som efter en tid kan eskalera. Gränsvärdena är ändå mycket säkra och ifall ett testresultat ligger innanför gränserna, kan man vara ganska säker på att transformatorn fungerar bra.

Det är oerhört viktigt att man förstår vilka fel i transformatorn som är allvarligast och därmed dyrast. Med att märka de allvarliga felen i tid kan man påbörja underhållet i tid innan felet skadar transformatorn. Mindre fel som inte direkt påverkar transformatorns funktion är inte så brådskande.

Nedan finns en lista på karakteristiska gaser som skapas av vissa fel:

- H_2 (väte) = partiella urladdningar
- C_2H_2 (acetylen) = ljusbåge
- CH_4, C_2H_4, C_2H_6 (kolväte) = het punkt
- CO, CO_2 (kolmonoxid och koldioxid) = sönderfall av pappersisolationen
- Furfuralaldehyder tyder också på sönderfall av pappersisolationen

4.5 Är det nödvändigt att underhålla och testa krafttransformatorer?

Då man studerar transformatorer och deras funktion kan man snabbt märka hur viktigt det är för elnätet att dess stödpelare, d.v.s. krafttransformatorerna fungerar felfritt. Alla elektriska maskiner behöver i något skede under sin livslängd underhåll och krafttrans-

formatorer är inget undantag. Det är nödvändigt och nyttigt för alla i transformatorbranschen att krafttransformatorerna hålls i bra skick m.h.a. testning och underhåll.

Underhållet och testningen går hand i hand, vilket är ett måste för att säkra sig om transformatorns funktion. Testarnas uppgift är inte att nedklassa underhållets kvalitet ifall man hittar ett litet fel efter underhållet, tvärtom. Eftersom det är människor som underhåller transformatorerna kan det alltid hända misstag. Det kan också vara att felet inte syns åt bara ögat och då är det testarens mätinstrument som måste hitta felet. Testarna är en typ av ”backup” för underhållet. Testarna säkrar att jobbet utförts felfritt från början till slut. Testaren är den som slutligen beslutar ifall transformatorn kan tas i drift igen.

Det är sällsynt att man verkligen hittar ett fel efter att transformator underhållits, men det är just då det hittas ett fel som testaren visar sin betydelse. Utan testning skulle underhållet vara lika med noll eftersom man inte skulle veta ifall allt funkar då transformatorns kopplas till nätet.

Nedan finns några argument som stöder testningen och underhållet:

- Det är ekonomiskt bättre att underhålla en transformator, eftersom man med ca 20 % av priset på en ny transformator, kan förlänga transformatorns livslängd med ca 15 år.
- Man kan säkra transformatorns funktion och ge ett s.k. fingeravtryck, som bevisar att allt är i skick. Ifall det skulle förekomma ett fel, kan man lättare undersöka vad som gick fel och vad det berodde på.
- Man sparar i material som skulle ha använts i byggandet av en ny transformator.
- Med ett enkelt test av t.ex. lindningsresistansen kan man förutspå ett kommande fel som kunde leda till kostnader på ca 50 % av transformatorns värde.
- Regenerationen av oljan är miljövänligt då man inte måste förstöra den använda oljan och producera ny olja.

- Med att underhålla och testa transformatorn vinner man tid som är viktigt speciellt för transformator tillverkarna, eftersom de har svårt att uppfylla behovet av transformatorer. Nya transformatorer behövs mera än vad tillverkarna kan bygga.
- Man kan jämföra resultat med andra testningar utförda runtom världen

4.6 Nya mätinstrument

De nya mätinstrumenten som studerats är alla potentiella verktyg som kunde användas i framtiden vid testning av transformatorer. Det mest potentiella instrumentet är apparaten som möjliggör en mobil oljeanalys. Kellman Transport X är inte unik utan det finns flera olika tillverkare som utvecklat likadana analyserare. Mobila analyserare möjliggör en snabbare analys av oljan. Analyseraren är dock inte så noggrann som maskinerna i laboratorierna.

Luktanalyseraren är något som måste utvecklas innan den kan användas som ett s.k. skydd. Meningen är att maskinen skulle identifiera lukter och gaser som kommer ut ur transformatorn. Maskinen skulle sedan analysera gaserna och beroende på halten och karakteristiken av gaserna skulle luktanalyseraren antingen skicka ett alarm eller dra transformator ut drift omedelbart. Luktanalyseraren skulle vara en sorts online mätare och ett skydd av transformatorn.

Spektroskopiska mätaren är något potentiellare än luktanalyseraren eftersom man redan kan använda den för att mäta oljepappersisolationens tillstånd. Meningen är att man får ett DP-värde av pappret utan att söndra isolationen. Nackdelen är att man måste lyfta ut kärnan och lindningarna ut transformatorlådan för att kunna utföra mätningen. Mätaren måste utvecklas så att den mäter genom transformatorlådan för att nå sin fulla potential.

5 DISKUSSION

Syftet med detta arbete var att forska olika testningsmetoder som används runtom världen för att estimeras krafttransformatorers tillstånd och återstående livslängd. Meningen var också att studera underhåll och revision av krafttransformatorer. Underhållet och testningen av krafttransformatorer är faktiskt viktigt. Det är nödvändigt bl.a. för att minimera risken för fel och förbättra driftsäkerheten. En annan fördel är att testning och underhållet underlättar transformator tillverkarnas leveranssvårigheter. De gamla transformatorerna kan hållas i bruk längre tack vare underhållet. Framför allt är det nödvändigt av ekonomiska skäl då man sparar pengar på det. Underhållet och testningen är bra också från en grön synvinkel, eftersom en längre användning av krafttransformatorer sparar på material och olja. Ett sista argument som stöder testningen är: Om man inte testat och mäter något, kan man inte förbättra det.

Alla testningar är lika viktiga eftersom de indikerar om ett specifikt fel i transformatorn. Man måste utföra alla testningar ifall man vill säkra sig om hela transformatorns felfria funktion. Arbete ger en ganska allmän bild om testningarna, vilket är både dess styrka och nackdel. Ifall man skulle berätta om testningarna och utrustningen mer exakt, skulle arbetet vara flera gånger större och längre. Arbetet är en medelväg var man hittar det mest relevanta.

Eftersom det inte ännu finns ett sätt att exakt förutsäga en transformators återstående livslängd, skulle det vara bra att utveckla ett nytt sätt att räkna den återstående livslängden. En möjlighet skulle vara ett datorprogram som skulle ta emot all information från testningarna och sedan räkna ut en estimerad livslängd från den givna informationen. Detta skulle dock vara oerhört svårt att förverkliga, eftersom man borde veta exakt vad som sker i transformatorn. Olika variabler som man ännu inte förstår exakt gör förverkligande av programmet mycket svårt.

Det vore nyttigt att forska temperaturens påverkan på DP- graden i början ($DP = 1200$) och i slutet ($DP = 300$) av pappersisolationens livscykel. Det vore bra att veta hur temperaturen påverkar olika delar av pappersisolationen. Ett annat nyttigt ämne att studera skulle vara att forska vidare i ämnet om korrosiva partiklar i transformatoroljan. Ett sådant är DBDS som man först nyligen upptäckte vara dåligt för oljan. Högst antagligen

finns det flera olika sammansättningar i transformatoroljan som är korrosiva eller farliga på ett annat sätt man inte vet om.

Transformatorerna som byggdes på 1970- talet är redan 40 år gamla och de visar inget märke på att gå sönder. Dagens krafttransformatorer brukar bara få en estimerad livstid på ca 20 år. Varför är gamla transformatorer bättre än dagens transformatorer? Man skulle tro att ärendet vore tvärtom p.g.a. utvecklingen av material och byggnadstekniken. Är det alltså byggnadsmaterialet, byggnadstekniken, transformatoroljan, belastningen eller kunnandet som är orsaken till att gamla transformatorer är bättre än nya? Orsaken kommer säkert att studeras i framtiden men förrän det hittas entydiga svar är det viktigt att ta vara på den expertis som finns tillgänglig idag.

Det är viktigt att förstå att ämnena i arbetet d.v.s. testningen, underhållet och de olika felen i transformatorer hör ihop. Först uppstår det ett fel som man vill detektera med testerna. På basis av testresultaten kan man sedan göra ett beslut om underhållet och revisionen. För att ordentligt förstå transformatorns funktion måste man behärska dessa områden.

Testning av transformatorer är som att vara en doktor, där transformatorn är patienten och mätinstrumenten är stetoskopet. Testaren måste kunna lyssna vad som händer inne i patienten och sedan göra en diagnos och besluta om åtgärderna.

KÄLLOR

Alpha-M.O.S. *Electronic Nose* [www]. Tillgänglig: http://www.alpha-mos.com/products_technology/electronic_nose.html Hämtad 5.7.2010

Aro, Martti - Elovaara, Jarmo – Karttunen, Matti – Nousiainen, Kirsi – Palva, Veikko 2003, *Suurjännitetekniikka 2* uppl., OY Yliopistokustannus/Otatieto 2003 Jyväskylä. ISBN 951-672-320-9. 520 s.

Blomqvist, Hans. 2003, *Elkraftshandboken – Elkraftsystem*, 2 uppl. Liber AB. s. 267-390 ISBN 91-47-05177-9

Bormann, Dierk ABB 2007. *Workshop on Variable Frequency Diagnostics at KTH, 11-12 Sept. 2007* 11 s.

Brynjebo, Eddie 2010. *Why and how to perform field measurements on Power Transformers* - Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010 9 s.

Doble Engineering. *Doble Laboratory Testing*. [www]. Tillgänglig: http://www.doble.com/services/lab_services_testing.html Hämtad 10.7.2010

Doble Engineering. *The destruction of dibenzyl disulfide in transformer oil*. [www]. Tillgänglig: <http://www.powersubsvcs.com/corrosivesulfur.html> Hämtad 26.7.2010 14 s.

GE Energy – *Kelman Transport X portable DGA unit and moisture in oil Fact Sheet*. 2 s.

Hagelberg & Lundmark 2003. *Mätteknik I*: Blomqvist, Hans. *Elkraftsystem 2*. 2a upplagan ISBN 91-47-05177-9 s. 269-271

Hainan Fuwang Industrial Co., Ltd. *Electro insulation paper*. [www] Tillgänglig: <http://sinofuwang.en.made-in-china.com/product/VoMEjuhZErcL/China-Electro-Insulation-Paper.html> Hämtad 2.8.2010

Heinonen, Kari - Infratek Finland. *Maintenance and life time extension of power transformers 2010*. Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010 6 s.

International Electrotechnical Commission 2010. [www]. Tillgänglig:

<http://www.iec.ch/> Hämtad 5.7.2010

I.A.R. Gray Transformer chemistry services. *A Guide to transformer oil analysis*. [www]. Tillgänglig http://www.satcs.co.za/Transformer_Oil_Analysis.pdf Hämtad 20.6.2010. 12 s.

Kennedy, Matt 2010. *PD-Tutorial – Doble Client Conference 2010*

KIL Voiteluteknikka 2010. Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010

Kraaij, D.J., Schemel G.S., Wegscheider F.M. *Die Prüfung von Leistungstransformatoren*. 100 s.)

Laurila, Tom. *Generaattorimuuntajan KTRW 123x100 elinikä – Sähkövoimatekniikan erikoistyö*. 21 s.

Lewand, Lance 2008. *Dibenzyl Disulfide in transformer oil*. [www] Tillgänglig: <http://www.netaworld.org/files/neta-journals/NWfall08-Lewand.pdf> Hämtad 26.7.2010 . 4 s.

Muller & Vynnyk 2010. *Prevention of Oil-Filled Transformer Explosions by a Fast Depressurisation Strategy – Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010* 8 s.

Oy Strömberg Ab. *Tehomuuntajien koestus 20 s*.

PSS – Power Substation Services. [www] Tillgänglig <http://www.powersubsvcs.com> Hämtad 30.7.2010

PSS – Power Substation Services. *Corrosive*. [www]. Tillgänglig: www.powersubsvcs.com/images/corrosive.jpg Hämtad 26.7.2010

Takala, Otso 2005. *Suurjännitetehomuuntajien huoltojen vaikutus niiden käyttövarmuuteen ja elinikään. Diplomityöesitelmä*. 28 s.

Rasco, Jimmy 2010. *Corrosive Sulphur in Transformer Oil*, Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010. 9 s.

Rejminger, Anders. 2002, *Transformatorer I: A, Cronqvist. Elkraft handboken – Elmaskiner*. 2 uppl. Liber AB. s. 1-78 ISBN 91-47-05156-6

Sorokasoft India Pvt. Ltd 2003- *Frequency Response Analyzer (FRA) for Power Transformers*. [www]. Tillgänglig: <http://www.sorokasoft.com/pdfs/fra.pdf> Hämtad 13.7.2010.

Stevens, Gary 2010. Non- Destructive and In- Situ Analysis of Cellulose Insulating Materials in Power Transformers - Transformer Diagnostics and Maintenance Symposium Helsinki 2010

KÄLLOR FRÅN FORTUM POWER AND HEAT OY

Aroranta, Mauri 2008 Fortum. *Frequency Response Analysis*. Hämtad: Fortum Intra.

Aroranta, Mauri 2008. *400/400/125 MVA Nurmijärven PM 1 - Mittauksek ja koestukset perushuollon jälkeen*. 83 s.

Fortum Power and Heat Oy. Power Solutions, *Tutkimuspöytäkirja CMC-56XX* 25.5.2010

Fortum Power and Heat Oy. Power Solutions, *Tutkimuspöytäkirja CMC-56XX* 28.6.2010

Fortum Power and Heat Oy. Power Solutions, *Tutkimuspöytäkirja CMC* 22.6.2010

Fortum Power and Heat Oy 2010. *Tutkimuspöytäkirja CMC-XXXX*

Fortum 2009 *Muuntajahuolto*

Imatran Voima OY 1992. *Tekninen ohje TEO249*. 3 s.

Imatran Voima OY 1991. *Tutkimus ja kehitys Liite 3*.

Imatran Voima OY. *10/1990, 11/1990*

Imatran Voima OY 1990. *Muuntajaöljyanalyysi – Öljynäytteenoton yleisimmät virheet*.

Johansson, Svante 2010 Fortum. *OAo FORTUM CONDITION MANAGEMENT (CM) SEMINAR* 2010 s. 8

Tabell 2. Fortum Power and Heat Oy. Fall 1: Tutkimuspöytäkirja CMC-XXXX. Fall 2:
Valm. nro. 549XXX. Fall 3: Valm. nro. 549XXX. Fall 4: Valm. nro. 549XXX

Testing program Kamppi 40 MVA.xls

Västi, Marjatta 2009. *ECM Öljyanalyysit*

MUNTLIGA KÄLLOR

Aroranta, Mauri 2010. [muntl.]. Diskussion 27.9.2010