

Západočeská univerzita v Plzni

Fakulta elektrotechnická

Katedra technologií a měření

DISERTAČNÍ PRÁCE

Zlepšování parametrů výkonových
transformátorů

PLZEŇ, 2013

Ing. Martin Širůček

Fakulta elektrotechnická

DISERTAČNÍ PRÁCE

k získání akademického titulu doktor
v oboru

Elektrotechnika

Ing. Martin Širůček

**Zlepšování parametrů výkonových
transformátorů**

Školitel: doc. Ing. Pavel Trnka, Ph.D.

Datum státní doktorské zkoušky: 11. 7. 2011

Datum odevzdání práce: 14. 11. 2013

V Plzni, 2013

Prohlášení o duševním vlastnictví

Tímto předkládám k posouzení a obhajobě disertační práci na téma „Zlepšování parametrů výkonových transformátorů“ zpracovanou během doktorského studia na Fakultě elektrotechnické Západočeské univerzity v Plzni pod vedením doc. Ing. Pavla Trnky, Ph.D.

Prohlašuji, že jsem tuto práci vypracoval samostatně s použitím literatury a zdrojů uvedených v seznamu na konci této práce.

V Plzni, 14. 11. 2013

.....

Martin Širůček

ZLEPŠOVÁNÍ PARAMETRŮ VÝKONOVÝCH TRANSFORMÁTORŮ

Disertační práce se zabývá zlepšováním parametrů vybrané části výkonového transformátoru – elektroizolačního systému olej-papír, prostřednictvím aplikace olejů s vysokým bodem hoření.

Práce se zaměřuje na aplikovatelnost těchto kapalin ve výkonovém transformátoru, výběr nejvhodnějších způsobů diagnostiky, včetně vlivu dílčích degradačních mechanismů na změnu vybraných diagnostických parametrů a určení jejich limitních hodnot. Dále je studován vliv elektrické a kombinované elektrické a tepelné degradace na životnost elektroizolačního systému olej-papír s běžně používanými i perspektivními oleji.

Závěrem jsou uvedeny přínosy práce, její celkové shrnutí doplněné o získané poznatky a naznačení dalších možných směrů vývoje aktivit ve studované oblasti.

Výzkumy a experimenty uvedené v práci byly podpořeny výzkumným záměrem MSM 4977751310 – „Diagnostika interaktivních dějů v elektrotechnice“, projektem TA03020251 „Izolační kapaliny šetrné k životnímu prostředí“, projekty Nadace ČEZ 2009 ÷ 2012 a grantu Studentské grantové soutěže ZČU č. SGS 2012-026 „Materiálové a technologické systémy v elektrotechnice“.

115 stran

75 obrázků

47 tabulek

8 příloh

IMPROVING OF THE POWER TRANSFORMER PARAMETERS

The aim of this thesis is improvement of the selected part of power transformers – Oil-paper insulating system. It is achieved due to application of environmentally friendly oil with higher flash point.

Thesis deals with aspects of application these oils in the power transformer. It include choosing the best possibilities of diagnosing the insulating system, influence of degradation mechanism on changing their important diagnostic parameters and determining the parameter limit values. Influence of electrical degradation and combined electrical and thermal degradation on lifetime of insulating system with mineral and environmental friendly oils was studied as well.

At the end are described the main contributions of thesis and its conclusion with the possibilities of new ways of research in this area.

Research and experiments in the thesis were supported by MSM 4977751310 – „Diagnostics of Interactive Processes in Electrical Engineering“, project TA03020251 „Environmental friendly insulation liquids“, projects Nadace ČEZ 2009 ÷ 2012 and Student Grant Agency of the WBU in Pilsen, grant No. SGS 2012 – 026 “Material and Technology Systems in Electrical Engineering”.

115 pages

75 pictures

47 tables

8 supplement

DIE VERBESSERUNG DER PARAMETERN DER LEISTUNGSTRANSFORMATOREN

Die Dissertation konzentriert sich auf die Verbesserung der Parameter von einem ausgewählten Teil eines Leistungstransformators - Öl-Papier Isolierung, durch die Anwendung der Ölen mit dem höheren Brennpunkt.

Die Arbeit behandelt die Applikation dieser Flüssigkeiten und ihren Einfluss auf das Isolationssystem im Leistungstransformator. Die Arbeit schließt die Auswahl der geeignetsten Diagnosemethode, einschließlich der Auswirkung der einzelnen Abbaumechanismen auf die Veränderung der gewählten diagnostischen Parameter und die Bestimmung ihrer Grenzwerte, ein. Weiterhin wurde der Abbau der Öle durch den Einfluss von elektrischer und kombiniert angewandter elektrisch-thermischer Energie auf die Lebensdauer der Öl-Papier Isolierung mit den üblicherweise verwendeten gegenüber den umweltfreundlichen Ölen untersucht.

Zum Schluss werden die experimentellen Ergebnisse der Arbeit, und die daraus gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und andere mögliche Entwicklungsrichtungen der Studiengebiete aufgezeigt.

Diese Arbeit wurde unter der Forschungsvorhaben MSM 4977751310 – „Diagnostik der interaktiven Prozesse in der Elektrotechnik“, TA03020251 „Umweltfreundliche Isolationsflüssigkeiten“, des Projektes der Stiftung ČEZ 2009 – 2012 und der Förderung „Studentische Förderwettbewerbe der Westböhmisches Universität Nr. SGS 2012 – 026 “Materielle und technologische Systeme in der Elektrotechnik” gefordert.

115 Seiten

75 Bilder

47 Tabellen

8 Beilagen

Poděkování

Rád bych poděkoval svému školiteli doc. Ing. Pavlu Trnkovi, Ph.D. za systematické vedení, rady, a připomínky během zpracování práce. Dále bych chtěl poděkovat Jaroslavu Bartoňovi za pomoc při realizaci experimentální části a kolektivu pod vedením prof. Václava Mentlíka, CSc. Stejně jako ostatním kolegům i kolegyním z oddělení za rady a pomoc při zpracovávání. Rovněž bych rád využil tyto řádky pro vyjádření vděčnosti své rodině za dlouhodobou podporu během studia.

Obsah

Seznam použitých jednotek	10
Úvod	13
1 Elektroizolační systémy transformátorů - současný stav	15
1.1 Cíle práce	17
2 Elektroizolační systém olej-papír a jeho parametry	20
2.1 Pevná složka a její parametry	20
2.2 Kapalná složka a její parametry	23
3 Degradace elektroizolačního systému olej-papír	29
3.1 Tepelná degradace	29
3.2 Elektrická degradace	33
3.3 Chemická degradace	36
4 Diagnostika výkonových transformátorů	41
4.1 Možnosti diagnostiky transformátorů	41
4.2 Diagnostika elektroizolačních kapalin	42
5 Experimentální ověření systému olej-papír s různými druhy olejů	44
5.1 Cíle a popis experimentu	44
5.1.1 Měření elektrické pevnosti	47
5.1.2 Měření vnitřní rezistivity	49
5.1.3 Měření ztrátového činitele	52
5.1.4 Měření neelektrických parametrů	54
5.2 Shrnutí	56
6 Kriteriaální hodnoty pro studované oleje	59
6.1 Minerální oleje	60
6.2 Perspektivní oleje	61
6.3 Možnosti určení limitů aplikovatelných na perspektivní oleje	63
6.3.1 Elektrická pevnost	64
6.3.2 Obsah vody	65
6.3.3 Ztrátový činitel	65

6.3.4 Číslo kyselosti	67
6.3.5 Vnitřní rezistivita.....	69
6.3.6 Viskozita.....	73
6.4 Shrnutí.....	74
7 Vliv elektrické degradace na EIS olej-papír	77
7.1 Vliv elektrické degradace síťovou frekvencí.....	77
7.1.1 Postup měření	78
7.1.2 Vyhodnocení.....	80
7.2 Vliv elektrické degradace VF pulzním střídavým napětím	82
7.2.1 Postup měření	82
7.2.2 Vyhodnocení.....	85
7.3 Závěry z experimentální části	89
7.4 Implementace výsledků do CBM	92
8 Přínosy disertační práce.....	96
9 Závěr.....	99
Literatura	101
Seznam příloh	112
Publikační činnost autora	113

Seznam použitých jednotek

a,A,b,B	Empiricky určená konstanty	[-]
c	Číslo časového intervalu	[-]
c_{mT}	Měrná tepelná kapacita	[kJ/kg.°C]
C	Maximální zátěžová kapacita	[F]
d₁	Průměr měrné elektrody testovacího systému	[m]
d_f	Tloušťka feromagnetika	[m]
E	Intenzita elektrického pole	[kV.mm ⁻¹]
f	Frekvence	[Hz]
f(t)	Hustota pravděpodobnosti	[-]
F(t)	Distribuční funkce	[-]
F_i	Weibullova kumulativní distribuční funkce	[-]
f_m	Kmitočet magnetizačního proudu,	[Hz]
g	Tloušťka izolační vrstvy mezi elektrodami	[m]
g_r	Rozdíl teploty vinutí a oleje při jmenovitých podmínkách	[°C]
h	Tloušťka vzorku	[m]
H	Činitel nejteplejšího místa	[-]
h(t)	Hazardní funkce, nebo-li intenzita poruch	[-]
i	Pořadové číslo v souboru	[-]
I	Skutečný proud transformátoru	[A]
I_N	Jmenovitý proud transformátoru	[A]
I_v	Proud protékající vodičem	[A]
I_x	Proud procházející vzorkem	[A]
K	Poměr jmenovitého a zatěžovacího proudu	[-]
k	Empiricky určená konstanta	[-]
L	Zkrácení životnosti	[h]
m	Celkový počet měření	[-]
n	Empiricky určená konstanta	[-]
N	Rozsah výběru	[-]
N_C	Celkový počet stejných časových intervalů	[-]
P	Maximální výstupní výkon generátoru	[W]
P₀	Ztráty naprázdno	[W]
P_d	Přídavné ztráty	[W]
P_{FE}	Ztráty v železe	[W]
P_h	Hysterezní ztráty	[W]
P_{ch}	Chladicí kritérium	[-]
P_j	Jouleovy ztráty	[W]
P_k	Ztráty nakrátko	[W]
P_v	Ztráty vířivými proudy	[W]
Q_{iec}	Zdánlivý náboj dle IEC	[pC]
R	Korelační koeficient	[-]

s	Směrodatná odchylka	[kV]
t	Doba života	[h]
t_{exp}	Doba expozice	[h]
t_{pž}	Doba předpokládané životnosti	[h]
tg δ	Ztrátový činitel	[-]
T_{exp}	Teplota expozice	[°C]
T_{hN}	Normou stanovená hodnota referenční teploty	[°C]
T_{H-S}	Hot-spot teplota	[°C]
T_n	Doba náběžné hrany	[s]
T_{oh}	Teplota oleje v horní části transformátoru	[°C]
T_{vh}	Teplota horní části vinutí	[°C]
U	Velikost zkušebního napětí	[V]
U_i	Zápalné napětí	[V]
U_n	Jmenovité napětí	[V]
U_p	Průrazné napětí	[kV]
U_{pi}	Hodnota průrazného napětí při i-tém měření	[kV]
U_Z	Zhášecí napětí	[kV]
v	Variační koeficient	[%]
V	Relativní rychlost stárnutí	[-]
V_e	Elektrická relativní rychlost stárnutí	[-]
V_k	Kominovaná relativní rychlost stárnutí	[-]
w	Exponent proudu v závislosti na oteplení vinutí	[-]
W_{abs}	Absolutní obsah vody v oleji	[mg/kg]
W_h	Ztráty materiálu	[J.m ⁻³]
W_{olej}	Empiricky určené konstanty	[-]
W_{rel}	Relativní obsah vody	[%]
α_T	Tepelná vodivost	[W/m.K]
β	Parametr tvaru	[-]
γ	Konduktivita daného materiálu	[S.m ⁻¹]
Γ	Gama funkce	[-]
λ	Teplotní součinitel objemové roztažnosti	[1/°C]
η	Charakteristická doba života	[h]
ρ_v	Vnitřní rezistivita vzorku	[Ω.m]

Seznam použitých zkratk

CBM	Condition Based Maintenance – údržba založená na sledování stavu zařízení během provozu
ČK	Číslo kyselosti
ČSN	Československé státní normy
DGA	Disolved Gas Analysis – analýza rozpuštěných plynů
ECT	Electrostatic Charging Tendency – četnost hromadění elektrostatického náboje
EIS	Elektroizolační systém

EN	Evropské normy
EU	Evropská unie
FDS	Frequency Domain Spectroscopy – Spektroskopie ve frekvenční oblasti
FTIR	Fourier Transform Infrared Spectroscopy – Fourierovsky transformovaná infračervené spektroskopie
HVDC	High Voltage Direct Current – vysokonapěťový stejnosměrný přenos
IEC	Mezinárodní elektrotechnická komise
IEEE	Institut pro elektrotechnické a elektronické inženýrství
MTTF	Střední doba do poruchy
PO	Perspektivní oleje
SFRA	Sweep Frequency Response Analysis – analýza prostřednictvím měření odezvy nízkonapěťových pulzů s různou frekvencí
TBM	Time Based Maintenance - údržba prováděná v pravidelných intervalech
TDS	Time Domain Spectroscopy – Spektroskopie v časové oblasti
VBOK	Vysoce biologicky odbouratelné kapaliny
VF	Vysoká frekvence
VN	Vysoké napětí
VVN	Velmi vysoké napětí

Úvod

Transformátory zajišťují v elektrizační soustavě nezastupitelnou úlohu při distribuci a přenosu elektrické energie. Podle úlohy v elektrizační soustavě je lze dělit na distribuční (do 2,5 MVA) a výkonové, označované rovněž jako rozvodnové či blokové. Distribuční transformátory slouží pro rozvod energie ke koncovým spotřebitelům a jejich jmenovité napětí na sekundární straně je 400 V. Výkonové transformátory lze charakterizovat jako funkční blok v elektrizační soustavě, který transformuje jednotlivé úrovně napětí z generátorů, popř. jiných výrobních míst do přenosové a rozvodné soustavy. Jejich jmenovité výkony jsou nejčastěji v MVA a vyrábějí se jako jednofázové nebo třífázové. Na základě velikosti jmenovitého výkonu je lze rozdělovat na malé (500 kVA ÷ 7500 kVA), střední (7500 kVA ÷ 100 MVA) a velké (100 MVA a více) [4]. Do skupiny velkých výkonových transformátorů lze též zařadit autotransformátory používané pro regulaci napětí v přenosové soustavě i tzv. HVDC transformátory pro stejnosměrné přenosové sítě, které pracují na vyšších napěťových hladinách než současná elektrizační soustava. Dělení do skupin dle velikosti jmenovitého výkonu, stejně jako definice samotného výkonového transformátoru se může v jednotlivých zemích (podle provozovatelů přenosových a distribučních soustav) lišit [1], [4].

Výkonové transformátory jsou klíčová a zároveň finančně velmi nákladná zařízení elektrizační soustavy. Z tohoto důvodů jsou na jeho spolehlivost a životnost kladeny vysoké nároky.

Výkonový transformátor je komplexní zařízení složené z dílčích funkčních částí, kde každá může být charakterizována různými parametry, je tedy nutné vybrat hlavní část, kterou se bude práce zabývat. Byla proto provedena „**Analýza stavu výkonových transformátorů**“ (**příloha 1**) s ohledem na vliv dílčích prvků na celkovou poruchovost zařízení. Na základě analýzy byl vybrán **elektroizolační systém (dále jen EIS) olej-papír**, který je společným jmenovatelem poruch významných částí transformátoru (vinutí, průchodky, přepínač odboček). Uvedený systém lze vhodně popsat diagnostickými parametry (fyzikální, chemické a elektrické). Výzkum EIS olej-papír se v současnosti nejvíce zaměřuje na zvýšení požární odolnosti celého systému, které lze dosáhnout aplikací kapalin s vysokou biologickou odbouratelností (zejména oleje na bázi přírodních či syntetizovaných esterů). Jedná se o kapaliny na bázi přírodních či syntetizovaných esterů, jejichž používání je podporováno legislativou Evropské unie (EU) i České republiky. Hlavními důvody jsou energetická

nezávislost výroby na zahraničních dodávkách ropy či jiných surovinách, a zajištění pozvolného nárůstu obnovitelných zdrojů.

Legislativa EU rovněž významně podporuje rozšiřování počtu obnovitelných zdrojů připojených do elektrizační soustavy. Obnovitelné zdroje energie se vyznačují nestabilním charakterem dodávek do sítě (fotovoltaické a větrné elektrárny) a mohou mít nežádoucí vliv na elektrické zatěžování transformátorů, doplněné o pulzní namáhání EIS střídavým napětím vytvářeným výkonovými měniči. Jelikož je elektrizační soustava Evropy vzájemně propojená, je potřeba studovat vliv těchto zdrojů na EIS a zahrnovat ho do více-faktorových modelů stárnutí.

Elektrotechnická diagnostika jako efektivní nástroj pro určování stavu elektrotechnických zařízení musí reagovat na změnu spočívající v modifikaci EIS olej-papír jinými elektroizolačními kapalinami než stávající minerální oleje. To sebou přináší potřebu studovat a analyzovat chování těchto kapalin a určit nové požadavky a kritéria pro jejich vyhodnocování. Mezi nejdůležitější patří stanovit kritériální hodnoty diagnostických parametrů získávaných prostřednictvím off-line a stále rozšířenější on-line diagnostických metod. Ty jsou součástí systému provozní údržby prováděné na základě aktuálního stavu transformátoru (**Condition Based Maintenance - CBM**) nebo v pravidelných časových intervalech (**Time Based Maintenance - TBM**).

1 Elektroizolační systémy transformátorů - současný stav

Práce je zaměřena na dlouhodobě nejrozšířenější druh EIS výkonových, distribučních i přístrojových transformátorů v oblasti VN, VVN a ZVN - **EIS olej-papír**. Jedná se o systém, který je vhodný pro dimenzování na libovolně vysoké výkony, a používá se rovněž u v současnosti nejvýkonnějších HVDC (High Voltage Direct Current) transformátorů.

EIS olej-papír se používá přes sto let, konkrétně od konce 19. století, kdy si nechal George Westinghaus navrhnout a postavit první výkonový transformátor. Hlavním důvodem použití oleje v kombinaci s materiálem na bázi celulózy bylo, že dosahuje lepších elektroizolačních vlastností v porovnání s do té doby používaným vzduchem (nové oleje mohou mít elektrickou pevnost i desetinásobně vyšší než vzduch [3], [33]). Navíc olej omezil přístup vlhkosti a oxidaci elektroizolačního materiálu vodičů a tím snížil nebezpečí přeskočů či průrazů mezi cívkami vinutí. Dále plní i chladicí funkci, když odvádí teplo vzniklé ztrátami v magnetickém obvodu a vinutí.

EIS minerální olej-papír byl podrobně popsán z pohledu výroby, degradace i charakteristických vlastností jeho dílčích složek např. v publikacích [55], [58], [59]. Dále během mnohaletého používání došlo k určení důležitých elektrických a neelektrických diagnostických parametrů, pro které byly normativně [74], [88] stanoveny kritériální hodnoty. Ty jsou měřeny při pravidelných odběrech olejových vzorků i kontrolních měření na samotném zařízení v rámci údržby či oprav. Jednotliví provozovatelé transformátorů v rámci přenosových a distribučních soustav mají vlastní přístup k hodnocení stavu zařízení, podložený vlastními zkušenostmi s jejich provozem. Přístupy se liší zejména v době pravidelných kontrol, v množství měřených parametrů během údržby a zvolených limitních hodnot. Na základě dlouhodobých experimentů tepelného stárnutí byla stanovena metodika pro určení zbytkové životnosti transformátoru prostřednictvím přímého nebo nepřímého určení teploty nejteplejšího místa (hot-spot teplota) transformátoru [9], [86]. Ze strukturálního úhlu pohledu **však některé fyzikální procesy způsobující degradaci systému zůstávají v určitých aspektech z důvodu komplexnosti a provázanosti dílčích degradačních mechanismů nevysvětleny (např. stanovení vlivu elektrického namáhání izolace za provozních teplot transformátoru)**. Proto i nyní dochází v rámci experimentálních šetření ke studiu vlastností jednotlivých složek EIS olej-papír z pohledu strukturálního a fenomenologického. Hlavní důraz je kladen na volbu vhodných, s určitým degradačním mechanismem spojených, diagnostických parametrů a jejich vhodnou fyzikální i matematickou interpretaci. Snahou je sestavit komplexní modely stárnutí EIS zahrnující

další degradaci zejména elektrickou a chemickou, aby byla co nejpřesněji stanovena zbytková životnost transformátoru [37], [84]. Uvedené modely najdou uplatnění v on-line diagnostických systémech potažmo Condition Based Maintenance (**CBM**). První výstupy více-faktorových modelů pro stanovení životnosti transformátorů představily výzkumné týmy pod vedením profesora Liho a Gorgana [102], [107].

Základem je zajistit ekonomickou efektivnost provozu výkonových transformátorů, tzn. minimalizovat provozní náklady při zachování co nejvyšší možné spolehlivosti zařízení. Proto je v současnosti kladen důraz na aplikaci on-line diagnostiky na klíčové transformátory přenosové soustavy a vyhodnocování jejich výstupů [117], [118]. To je úzce spojeno s vývojem a zpřesňováním interpretace výsledků on-line diagnostických metod (měření teploty, vlhkosti, plynů, částečných výbojů) [30], [105], [106].

Z důvodu zvyšování požadavků na šetrnost k životnímu prostředí, hospodářskou udržitelnost a vyšší požární bezpečnost se výzkum na vědeckých pracovištích po celém světě soustřeďuje na aplikovatelnost kapalin šetrných k životnímu prostředí. Nabízejí se různé alternativy ve formě čistých nebo modifikovaných rostlinných či syntetických olejů. Jelikož se vlastnosti olejů v některých ohledech diametrálně liší oproti minerálním, je potřeba věnovat jejich studiu značnou pozornost. Hodnoty diagnostických parametrů platné pro minerální oleje a indikující nějakou formu degradace, nemusí být pro nové VBOK (vysoce biologicky odbouratelné oleje) plně platné [18], [38], [103]. Z toho důvodu jsou tyto nové kapaliny podrobně analyzovány a testovány laboratorně nebo v malých výkonových či distribučních transformátorech [92], [103], [104].

Do popředí zájmu se dostává stejnosměrná elektrická degradace EIS olej-papír s ohledem na jeho použití v oblastech stejnosměrného přenosu na dlouhé vzdálenosti u tzv. HVDC transformátorů. EIS může být elektricky namáhán stejnosměrně i střídavě především v oblasti přechodu mezi průchodkou a měničovou stanicí, která může být umístěna v transformátoru či vně. V důsledku využívání výkonových měničů v oblasti HVDC přenosu a s rozvojem obnovitelných zdrojů energie je potřeba studovat vliv měničů na elektrickou degradaci EIS transformátorů. Současné studie se soustředí na potlačení vyšších harmonických frekvencí měničů např. zapojením dodatečné kompenzace prezentované v [108]. Samotný vliv elektrické degradace pro různé tvary napětí (sinusové 50 Hz a atmosférické impulzy 1,2/50 μ s) na EIS olej-papír např. v [116], byl analyzován především z pohledu lokální okamžité degradace než dlouhodobého vlivu na životnost.

V Čechách se problematice degradace a diagnostiky EIS olej-papír s novými perspektivními syntetickými i organickými kapalinami věnuje oddělení elektrotechnologie

Katedry technologií a měření na Fakultě elektrotechnické v Plzni pod vedením prof. Václava Mentlíka, CSc. Zaměřuje se především na odlišné fenomenologické i strukturální přístupy (měření elektrických, fyzikálních parametrů, částečných výbojů a aplikace strukturálních metod FTIR a termogravimetrické analýzy) [89], [113], [114]. Uvedené práce probíhají v rámci v současnosti řešeného projektu **TA03020251 – „Izolační kapaliny šetrné k životnímu prostředí“** a již ukončeného záměru **MSM4977751310 – „Diagnostika interaktivních dějů v elektrotechnice“**. Diagnostika transformátorů je rovněž v popředí zájmu provozovatelů výkonových transformátorů v ČR, tzn. společnosti ČEPS, a.s., a subjektů soustřeďujících se na diagnostiku netočivých elektrotechnických zařízení zejména ORGREZ, a.s.

1.1 Cíle práce

S ohledem na současný stav v oblasti EIS výkonových transformátorů jsou cíle práce rozděleny do dvou skupin. První se zabývá studiem chování EIS olej-papír s VBOK, za účelem najít nejvhodnější diagnostické parametry a jejich limitní hodnoty. Druhý má za úkol stanovit vliv různých druhů elektrické degradace na životnost EIS olej-papír s minerálními oleji a VBOK a zakomponovat ho jako vhodný způsob pro stanovení zbytkové životnosti výkonového transformátoru.

Pro naplnění prvního stanoveného cíle je nejdříve třeba sjednotit, doplnit či revidovat současné normami doporučené diagnostické parametry a návrhy limitních hodnot používaných pro minerální oleje a určit jejich aplikovatelnost na VBOK. Dosaženo toho bude tím, že budou určeny nejdůležitější parametry jednotlivých složek, kde bude zahrnut přehled nejrozšířenějších skupin alternativních kapalin (např. rostlinné či syntetické oleje). Tento přehled poslouží k vybrání vhodné skupiny VBOK, jež bude dále experimentálně ověřována. Dále budou vybrány diagnostické parametry, ze kterých bude sestaven diagnostický systém aplikovatelný na EIS olej-papír s vybranou skupinou VBOK. Pro samotný experiment je potřeba určit hlavní degradační mechanismy, kterým je EIS během provozu výkonového transformátoru vystaven, a jehož vliv na diagnostické parametry bude studován. Vhodnost volby parametrů a degradačního mechanismu bude experimentálně ověřena. Následně budou určeny kritériální hodnoty parametrů aplikovatelné na EIS se studovanou skupinou VBOK.

Prvního cíle bude dosaženo následujícími kroky:

1. Popisem složek EIS olej-papír a jejich nejdůležitějších parametrů. V případě kapalně složky rovněž shrnutím nejrozšířenějších zástupců VBOK s podrobným popisem vybrané skupiny.
2. Shrnutím nejdůležitějších degradačních mechanismů působících na transformátor během jeho provozu a popisem vlivu na EIS olej-papír s minerálními oleji a VBOK.
3. Vybráním nejdůležitějších diagnostických parametrů EIS olej-papír.
4. Modifikováním diagnostického systému určeným pro EIS olej – papír s minerálními oleji, aby byl aplikovatelný na EIS s kapalinami ze studované skupiny VBOK.
5. Realizováním experimentu dlouhodobé expozice vybraným degradačním mechanismem za účelem ověřit vhodnost volby parametrů diagnostického systému a zároveň vybrat nejvhodnější kapalinu ze studovaných VBOK.
6. Analýzou chování EIS olej-papír a jeho kapalně složky během dlouhodobé expozice a výběrem nejvhodnějšího způsobu jeho diagnostikování.
7. Určením kritériálních hodnot zvolených diagnostických parametrů EIS se studovanou skupinou VBOK.

Mezi nejdůležitější druhy degradace EIS výkonového transformátoru, patří tepelná a elektrická. Zatímco tepelné namáhání je normativně popsáno a používá se pro určování zbytkové životnosti EIS, druhý mechanismus je zahrnut jen do některých více-faktorových modelů životnosti především přes měření doprovodných parametrů elektrické degradace, např. plynů. **Je tedy nezbytné monitorovat také vliv elektrické degradace na životnost EIS i s ohledem na nasazení nových perspektivních olejů s vysokou biologickou odbouratelností.** Proto bude proveden experiment elektrické degradace za účelem určit vliv použité elektroizolační kapaliny na odolnost EIS jako celku. V popředí zájmu práce je rovněž stanovení vlivu elektrické degradace způsobené výkonovými měniči zapojených do elektrizační soustavy, zejména v důsledku rozmachu obnovitelných zdrojů energie (větrné i fotovoltaické elektrárny) a HVDC přenosu.

Z výše uvedeného vyplývají další kroky práce:

8. Určit vliv elektrické degradace pro sinusový tvar napětí a proudů při síťovém kmitočtu na životnost EIS olej-papír s vybraným minerálním olejem a VBOK.

9. Určit vliv elektrické degradace způsobené výkonovými měniči na životnost EIS olej-papír.
10. Připravit podklady pro CBM použitelné pro výkonové transformátory s EIS s minerálním olejem a VBOK.

2 Elektroizolační systém olej-papír a jeho parametry

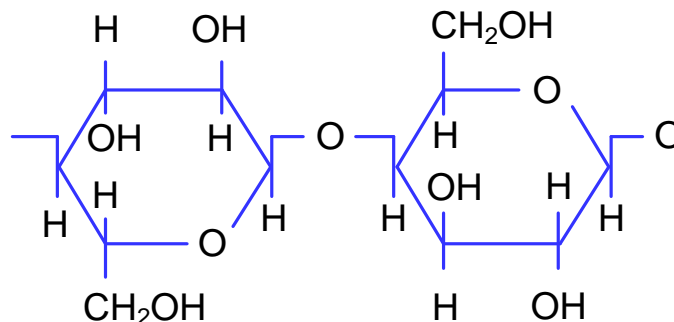
EIS je klíčovým prvkem každého elektrotechnického zařízení, který svoji kvalitou významně ovlivňuje jeho spolehlivost a životnost. Je třeba, aby EIS dosahoval stabilních vlastností zejména pod vlivem různých degradačních faktorů, kterým je během svého technického života vystaven. EIS výkonových transformátorů mohou být provedeny jako zalévané, kdy je vinutí izolováno syntetickou tkaninou (např. Nomex) a následně zalito epoxidovou pryskyřicí. Uvedený systém se používá u transformátoru menších výkonů. Jeho hlavní výhodou je vysoká teplotní odolnost (třída 250) a vhodnost pro použití v blízkosti vodních toků. Hlavní nevýhodou je pořizovací cena (v závislosti na jmenovitém výkonu od 1,1 až do několikanásobku ceny olejem plněného transformátoru) a technologická náročnost výroby v porovnání s olejem plněnými transformátory. Nejrozšířenějším druhem EIS, kterým se zabývá i tato práce, je cenově přijatelnější a hlavně výkonově a napěťově libovolně dimezovatelný EIS olej-papír. Ten je tvořený dvěma základními složkami. První je pevná složka zastoupena nejčastěji materiálem na bázi celulózy, druhá je kapalná, reprezentovaná elektroizolačním olejem s vhodnými chladicími vlastnostmi.

2.1 Pevná složka a její parametry

Pevná složka EIS je zastoupena transformátorovým papírem, různými druhy transformátorových lepenek a dřevem. Druh izolačního materiálu je zvolen podle požadavků konkrétní aplikace. Pro ovin vodičů vinutí se používá nejčastěji **transformátorový papír** o tloušťkách $0,075 \text{ mm} \div 0,8 \text{ mm}$, který má potřebnou elasticitu i flexibilitu. Samotný ovin vodičů papírem se provádí ve více vrstvách, které zajišťují potřebné mechanické a po prosycení olejem i elektrické vlastnosti.

Transformátorové lepenky o tloušťkách $0,8 \text{ mm} \div 8 \text{ mm}$ dosahují vyšší mechanické pevnosti a používají se např. na výrobu navíjecího válce, distančních vložek, izolace mezi vinutími, různých profilových dílů a kanálů k usměrnění toku oleje ve vinutí. Doplňujícím materiálem pro konstrukci EIS i dalších konstrukčních i nosných prvků transformátoru je **dřevo**. Vyrábí se skládáním dýhovaných vrstev orientovaných v různých směrech let. Dále jsou prosyceny pryskyřicí a vytvrzeny. Výsledný materiál má potřebnou pevnost, stabilitu, odolnost a hustotu. Používá se na rámy, svorky a izolační válce, které se umísťují na konce vinutí. Základním stavebním prvkem pevné složky EIS transformátoru je celulóza. Jedná se o lineární polysacharid složený z jednotek D-glukopyranosy spojených β řetězci. Její

chemické struktura odpovídající chemickému vzorci $(C_6H_{10}O_5)_n$ je znázorněná na Obr. 1. Základní článek obsahuje tři hydroxylové skupiny OH, které způsobují vysokou polárnost celulózy a její schopnost dalších reakcí [3]. Jednotlivé celulózové molekuly jsou spojené vodíkovými vazbami.



Obr. 1 Chemické složení celulózy [32].

Hlavním zdrojem celulózy je dřevo, bavlna, len či jiné rostlinné suroviny. Chemickým zpracováním prostřednictvím kraft procesu jsou z těchto surovin z větší části odstraněny nežádoucí složky, jako jsou hemicelulóza (10 ÷ 15 %), ligniny (20 ÷ 30 %) či jiné organické a anorganické složky (6 ÷ 12 %) [82]. Příklady produktů z celulózy jsou uvedeny na Obr. 2.



Obr. 2 Příklady materiálů z celulózy používaných v transformátorech. Převzato z [59].

Během uvedeného procesu dochází k chemickému ošetření dřevěných štěpků sloučeninou hydroxidu sodného (NaOH) a sulfátu sodíku (Na_2SO_4), které se provádí v autoklávu při vysokých teplotách. Vzniklá celulózová vlákna jsou rozředěna ve vodě a vzniklá kaše

prochází mletím v rafiněru, kde se vlákna upravují na potřebnou délku. Dále se z kaše odstraňují nežádoucí nečistoty, znovu je rozředěna vodou a mixována. Vzniklá hmota se zbavuje vody přesíváním a poté sušením během válcování na papírenských strojích [3], [5]. Na základě specifikace výrobního procesu lze rozlišovat více druhů transformátorových papírů i lepenek. Používanými druhy transformátorových papírů jsou např. krepový papír, který po určité době ztrácí svoji elasticitu a Clupak papír, který má výborné elektrické i mechanické vlastnosti. Významným druhem v oblasti výkonových transformátorů je pak tepelně upravený papír, který využívá stabilizátorů přidávaných při výrobě pro omezení tepelné degradace izolačního materiálu a zpomaluje tak proces stárnutí EIS. Lepenka se vyrábí ze sulfátové buničiny, slisováním několika vrstev papíru s případným přidáním pojiva. V praxi se používají tři základní druhy lepenek: kalandrovaná, formovaná a tvrzená. Navzájem se liší především způsobem výroby, obsahem vody a hustotou. Tvrzená lepenka je zpracována za vysoké teploty a tlaku, což zajišťuje silnou vazbu mezi jednotlivými vlákny, která způsobuje stabilitu, výborné mechanické vlastnosti a vysokou hustotu $1,25 \text{ g/cm}^3$ (u předchozích typů je cca $0,9 \text{ g/cm}^3$ [4]), proto je v současnosti nejpoužívanější.

Materiály musí splňovat chemické a fyzikální vlastnosti definované v ČSN EN 60641-2. Elektrické vlastnosti pevné složky izolačního systému jsou významně závislé na izolační kapalině, která musí pevnou část vhodně prosytit. Mezi důležité elektrické parametry pevné složky patří:

- **Elektrická pevnost** – je důležitou charakteristikou materiálu a udává velikost napětí, při kterém nastane průraz izolace v závislosti na její tloušťce. Vlivem prosycení se elektrická pevnost ještě zvyšuje. Jako příklad lze uvést požadavky stanovené v normě ČSN IEC 60641-3-1 pro transformátorové lepenky a ČSN IEC 60641-3-1 pro transformátorový papír, která uvádí požadavky na elektrické materiály. Elektrická pevnost transformátorového papíru je 10 kV/mm na vzduchu a po prosycení olejem až 50 kV/mm . U lepenky je to 12 kV/mm na vzduchu a $30 \div 40 \text{ kV/mm}$ po prosycení v závislosti na tloušťce vzorků [6].
- **Hodnota relativní permitivity blízka izolační kapalině** – relativní permitivita určuje velikost elektrického namáhání pevné složky oproti kapalně. Papír disponuje hodnotou cca 2,2 a elektroizolační kapalina cca 4,4. Při uvedeném poměru permitivit bude pevná složka dvakrát více elektricky namáhána než kapalina a podléhá rychleji degradaci. Obě složky by měly mít permitivitu co nejvíce podobnou.
- **Nízká hodnota ztrátového činitele** – ztrátový činitel je důležitý faktor každého izolačního materiálu, určuje, kolik energie se v dielektriku přemění na jiný druh

nežádoucí energie, nejčastěji tepelné. U transformátorového papíru proimpregnovaného minerálním olejem nabývá ztrátový činitel hodnot $\text{tg } \delta$ 0,6 ÷ 0,8 % při 90 °C [7], [8].

- **Obsah vlhkosti** – vlhkost je zdrojem polárních částic (nosičů náboje), které negativně zvyšují vodivost materiálu a tím zhoršují jeho dielektrické vlastnosti. Nosiče náboje jsou v izolaci na bázi celulózy vázány především ve formě vodních kapek, které jsou rovněž tvořeny rozpadem celulózy při tepelné degradaci. Vzniklou vodu je potřeba odstranit vysušováním během výrobního procesu transformátoru.
- **Odpovídající mechanické vlastnosti** – mezi měřené mechanické parametry patří především pevnost v tahu, která určuje velikost maximálního napětí v tahu vztaženém na jednotku plochy. Uvedený parametr může být používán jako kritérium pro stanovení životnosti EIS transformátoru [6]. Pro konkrétní typy lepenek se dále mohou měřit stlačitelnost, pevnost v dotržení, odolnost proti natržení, smršštění a soudružnost vrstev [10].
- **Nasákavost elektroizolační kapalinou** – schopnost vhodně pohltit elektroizolační kapalinu je pro materiály pevné složky klíčová. Nasákavost materiálu olejem se určuje jako rozdíl hmotnosti vysušeného vzorku a vzorku, jenž byl 6 hodin impregnován olejem. Výsledek se zapisuje v procentech a bývá v rozsahu 6 ÷ 13 % [10].

2.2 Kapalná složka a její parametry

Elektroizolační kapalina je nezbytnou složkou EIS olej-papír, kde zajišťuje nejen odpovídající elektroizolační vlastnosti pevné složky, ale zároveň plní i chladicí funkci, jelikož odvádí teplo vzniklé ztrátami v jednotlivých funkčních částech (magnetický obvod, vinutí atd.). Aby mohl olej plnit požadovanou funkci, musí vykazovat potřebné hodnoty elektrických a neelektrických parametrů.

Mezi nejdůležitější elektrické parametry patří, stejně jako v případě pevné složky, elektrická pevnost, relativní permitivita a ztrátový činitel navíc doplněný o vnitřní rezistivitu.

- **Vnitřní rezistivita** – určuje nepřímo velikost konduktivity elektroizolačních kapalin. Jelikož se jedná o nepolární látky s malou hodnotou elektrické vodivosti, mají na konduktivitu vliv polární nečistoty zastoupeny převážně vodou.

Významné neelektrické (fyzikální a chemické) parametry jsou:

- **Viskozita** – určuje vhodnost kapaliny k chladicím účelům. Obecně platí, že čím menší je její hodnota, tím efektivněji kapalina vyplní daný prostor a lépe odvede ztrátové teplo k povrchu nádoby.
- **Bod vzplanutí a hoření** – bod vzplanutí je definován jako množství par testovaného oleje, které v kombinaci se vzduchem vytváří směs, která se po přiblížení iniciačního plaménku vznítí a okamžitě zhasne. V případě bodu hoření se jedná o koncentraci par vyvolaných tepelnou degradací, které způsobí po iniciačním zapálení trvalé hoření oleje. Praktické měření se provádí na Pensky-Martenson přístroji. Zavádí se zejména z důvodu hořlavosti minerálních olejů.
- **Bod tuhnutí** – teplota, při které olej tuhne, tzn. vlivem krystalizace struktury, se stává natolik viskózní, že přestává téci. Tuhost elektroizolační kapaliny se projevuje poklesem jeho hladiny v nádobě a zvýšením viskozity. Elektroizolační kapaliny se podle hodnoty bodu tuhnutí rozdělují na tři třídy. První třída má teplotu tuhnutí do - 30 °C, druhá do - 45 °C a třetí do - 60 °C.
- **Číslo kyselosti** – je definováno jako množství hydroxidu draselného (KOH) potřebné pro neutralizaci složek kyselého charakteru v oleji. Množství KOH se udává v mikrogramech a je vztaženo na 1 g oleje.
- **Tepelná vodivost** – určuje rychlost, s jakou se může v kapalině šířit tepelná energie. Jedná se o parametr, který podává spolu s viskozitou důležitou informaci o chladicích schopnostech kapaliny.
- **Obsah absorbovaných plynů** – vlivem provozu transformátoru se uvolňují z oleje i materiálů pevné složky různé plyny. Nejčastěji se jedná o vodík (H_2), metan (CH_4), etan (C_2H_6), etylen (C_2H_4), acetylen (C_2H_2), oxid uhelnatý (CO).
- **Obsah vody** – voda vzniká v oleji jako produkt oxidačního stárnutí při polykondenzačních reakcích. Množství vody, které může olej absorbovat, aniž by se voda aktivně podílela na vodivosti kapaliny je určen, tzv. rozpustností vody v oleji.
- **Biologická odbouratelnost** – proces chemického rozkladu na zdraví a přírodě nezávadné složky prostřednictvím mikroorganismů (bakterie, plísně) nebo jejich enzymů [15]. Jako zdravotně nezávadná je považována složka uhlíku, vodíku a kyslíku buď přímo, nebo slabě vázaná ve sloučenině.

Hodnoty parametrů pro různé druhy elektroizolačních kapalin jsou uvedeny v Tab. 3.

V transformátorových aplikacích se používají následující typy olejů:

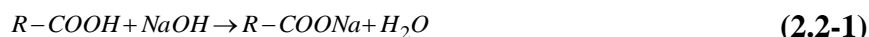
Minerální oleje jsou směsí uhlovodíkových molekul. Vyrábí se vakuovou destilací surové ropy a následně se dalšími chemickými a filtračními procesy odstraňují nežádoucí složky, jako jsou síra, dusík, směsi oxidů a aromatické uhlovodíky. Atmosférická destilace provede oddělení jednotlivých složek ropy na lehký a těžký benzín, petrolej, plynový benzín a mazut, ze kterého se vakuovou destilací získává mimo jiné lehký olej. Výsledná kvalita oleje je významně ovlivněna geografickým nalezištěm ropy, které určuje její složení. Proces výroby minerálního oleje zakončuje rafinace. Na základě uspořádání uhlovodíků a způsobu technologické přípravy lze minerální oleje rozdělit do tří charakteristických skupin na parafinické, naftenické a aromatické. Pro transformátorové aplikace se využívají převážně oleje naftenické a parafinické. Pro zajištění dlouhodobě stabilních parametrů minerálního oleje a spolehlivého chodu transformátoru se oleje regenerují.

Regenerace je proces, kdy se olej nejdříve ohřívá na teplotu 75 °C, filtrují se větší pevné částice (> 5 µm), poté je olej prostřednictvím fyzikálně-chemických procesů zbaven nežádoucích produktů stárnutí, jako např. aldehydů, ketonů a organických kyselin. Tyto procesy probíhají v několika perkolátorech (sorpční kolony), které jsou vyplněny fullerovou hlinkou nebo jiným vhodným porézním materiálem. Olej je poté vháněn do vakuové komory kde se vysuší a odplyňuje. Na závěr je olej filtrací zbaven i malých nečistot > 1 µm [3]. Do nového i regenerovaného oleje se pro omezení oxidačních procesů a omezení tvorby kalů přidávají inhibitory neboli antioxidanty (např. butylparakresol, paraoxidifenylaminy). Obsah inhibitoru je nutné volit tak, aby nedošlo k významnému ovlivnění fyzikálních vlastností oleje.

Syntetické oleje jsou chemické sloučeniny vznikající syntézou jiných látek, než je ropa. Mohou se vyrábět například polymerací nenasycených uhlovodíků. Pro transformátorové a kondenzátorové aplikace jsou nejrozšířenější syntetické oleje z organických esterů. Tyto kapaliny mají výborné elektroizolační vlastnosti, vyšší viskozitu než minerální oleje, vyšší stupně vodní saturace v porovnání s ostatními elektroizolačními kapalinami a vysoký bod vzplanutí i hoření při zachování nízké toxicity (charakterizované vysokým stupněm biologické odbouratelnosti). Mezi nejznámější zástupce patří olej Midel 7131, který je pentaerytritol – tetra esterem. Základním prvkem je glycerolová kostra spojená se čtyřmi kyselinovými řetězci patřícím do skupiny organických esterů. Midel se používá především v transformátorech menších výkonů.

Silikonové kapaliny jsou zvláštní skupinou syntetických olejů. Někdy se označují pojmem polydimetylsiloxany. Mezi jejich charakteristické vlastnosti patří vysoká tepelná stabilita, vysoký bod zápalu do 350 °C a chemická inertnost. Pokud dojde k zápalu kapaliny, na rozdíl od přírodních olejů se tolik neohřívají. Z důvodu výše zmíněných faktů se používají zejména u transformátorů, které se nacházejí v oblastech zvýšeného nebezpečí požáru. Je-li povrch oleje vystaven dostatečně dlouho vzduchu, dochází na jeho povrchu k tvorbě silikové vrstvy, která poté významně omezuje přístup vzduchu. Uplatnění nacházejí především v distribučních transformátorech [4].

Rostlinné oleje se vyrábějí ze semen rostlin a jsou tvořeny směsí esterů, glycerinů a nenasycených i nasycených mastných kyselin. Nejdříve jsou semena lisována. V závislosti na tom, zda za tepla či studena, se získává větší množství oleje resp. vyšší kvalita. Dále je potřeba semena vysušit pro odvedení vlhkosti při teplotách 75 ÷ 85°C nejdříve na povrchu a poté uvnitř. Následuje čištění od nečistot v sítích, magnetech a aspirátorech, kdy každé zařízení je vhodné pro separaci různých složek. Proces pokračuje odslupkováním semen mechanickými či chemickými metodami. Poté nastává narušení struktury semen drcením a kondicionáním pro vyšší účinnost lisování. To je buď vysokotlaké, nebo nízkotlaké. Zvolený postup závisí na druhu olejnatých plodin, ze kterých jsou semena. Výsledný produkt obsahuje mnoho dalších nerozpustných i rozpustných především kyselých složek, které negativně ovlivňují výstupní elektroizolační vlastnosti. Odstranění těchto složek se provádí třemi způsoby: neutralizací, destilací a esterifikací. Proces neutralizace (rovnice (2.2-1)) vychází z reakce reakčního činidla (KOH, NaOH) s olejem za vzniku soli kyseliny a vody.



Destilace je vhodná pro oleje s vysokým číslem kyselosti. Nádobka s olejem se ohřívá a páry nežádoucích složek z oleje přecházejí v plynném skupenství do tepelného výměníku, kde jsou znovu zkapalněny. Esterifikace je proces, kdy dochází k reakci mezi olejem, alkoholem a akcelerátorem (např. NaOH) za vzniku vody a glycerolu, který je třeba odfiltrovat.

Výstupní vlastnosti oleje ovlivňuje především druh mastných kyselin. Mezi nejrozšířenější skupiny patří palmitové ($C_{16}H_{32}O_2$), olejové ($C_{18}H_{34}O_2$), linolové ($C_{18}H_{32}O_2$) a linolenové kyseliny ($C_{18}H_{30}O_2$). Rostlinné oleje lze rozdělit do skupin na nevysýchavé (olivový, ricinový), slabě vysýchavé (řepkový), polovysýchavé (slunečnicový) a vysýchavé (konopný, ořechový) [14]. Podrobnější složení je uvedeno v Tab. 1.

Tab. 1 Obvyklé složení rostlinných olejů z pohledu vybraných mastných kyselin [37].

Název kyseliny	Řepkový olej	Palmový olej	Sojový olej	Slunečnicový olej
Palmitová	4,3 %	45 %	10 %	4,8 %
Stearová	1,6 %	5 %	4 %	3,6 %
Olejová	63,5 %	38 %	23 %	28,6 %
Linolová	17,5 %	10 %	51 %	50,5 %
Linolenová	6,9 %	-	8 %	0,1 %

V závislosti na příslušnosti k určité skupině nastává v oleji větší či menší stupeň polymerizace v důsledku reakce nenasyčených mastných kyselin s kyslíkem. Tab. 2 zobrazuje procentuální obsah nasycenosti či nenasyčenosti vazeb mezi uhlíky mastných kyselin ve vybraných olejích [40]. Obecně je možné tyto vazby dělit do tří skupin:

- **Nasyčené mastné kyseliny** nemají žádnou nenasyčenou vazbu, a vyznačují se počtem uhlíkových atomů od 8 do 22 (např. kyseliny palmitové a stearové).
- **Mononenasyčené mastné kyseliny** mají jednu nenasyčenou vazbu, počet uhlíkových atomů je od 10 do 22 (např. olejové kyseliny).
- **Polynenasycené mastné kyseliny** mají více než jednu nenasyčenou vazbu, nejčastěji jsou tvořeny 18 atomy uhlíku (např. linolové a linolenové kyseliny).

Tab. 2 Složení rostlinných olejů z pohledu druhů vazeb mezi atomy uhlíku [15].

Olej	Procentuální obsah dané vazby mezi atomy uhlíku v oleji [%]		
	Nenasycené	Mononenasyčené	Polynenasycené
Slunečnicový	12	23	65
Řepkový	7	62	31
Olivový	15	77	16

Polymerní reakce může být urychlena různými katalyzátory, např. teplotou, světelným zářením či elektrickými výboji. Polymerace následně způsobuje růst viskozity, která tak zhoršuje odvod tepla z transformátoru. Rostlinné oleje mají vysokou tepelnou odolnost, vysoký bod vzplanutí a hoření. Významným zástupcem rostlinných olejů používaných v elektrotechnické praxi je olej BIOTEMP vyvinutý společností ABB [11]. Jedná se o rostlinný olej vyráběný ze zušlechtěných či geneticky modifikovaných semen, kdy výsledný olej je tvořen z více jak 80 % olejovými kyselinami. Vysoký obsah tohoto druhu mastných kyselin způsobuje vyšší oxidační stabilitu, která je podpořena ještě modifikací oxidačními stabilizátory, což mu zajišťuje potřebné charakteristiky pro praktickou dlouhodobou

transformátorovou aplikaci. Využívá se především v distribučních popř. menších výkonových transformátorech [15].

Přírodní estery se vyrábí modifikací standardních rostlinných olejů. Modifikace vychází většinou z neutralizování kyselých složek hydroxidem sodným (NaOH) či esterifikací. Modifikací řepkového oleje se dosahuje potřebných vlastností, především vyšší životnosti než u samotných rostlinných olejů, a díky stabilitě vlastností také vyšší odolnosti proti tepelné degradaci při zachování požadované biologické odbouratelnosti [13]. Nevýhodou je významné zhoršování vlastností při termooxidačních reakcích. Mezi nejznámější olej z této skupiny patří Envirotemp FR3 od společnosti Cagril. Jeho praktická aplikace již byla testována na mnoha distribučních transformátorech a od roku 2007 i ve dvou výkonových transformátorech 90 MVA. Uvedený olej disponuje menším obsahem olejových kyselin, proto se v praktické aplikaci nad hladinu oleje v transformátoru přidává činidlo ve formě prášku zachytávajícího molekuly kyslíku [15], [17].

Tab. 3 Běžné hodnoty vybraných parametrů jednotlivých druhů olejů [11], [12], [13].

Parametr	Minerální olej		Syntetický olej Midel 7131		Rostlinný olej Biotemp		Přírodní estery Cagril FR3	
	Měřicí metoda	Hodnota	Měřicí metoda	Hodnota	Měřicí metoda	Hodnota	Měřicí metoda	Hodnota
U_p na 2,5 mm [kV]	IEC 60156	70	IEC 60156	75	IEC 60156	76	IEC 60156	75
tg δ při 90 °C a 50 Hz [-]	IEC 60247	< 0,001	IEC 60247	< 0,008	IEC 60247	< 0,020	IEC 60247	< 0,020
Relativní permitivita při 20 °C [-]	IEC 60247	2,2	IEC 60247	3,2	IEC 60247	3,2	IEC 60247	3,1
Tepelná vodivost při 20 °C [W/m.k]	ASTM D2717 - 95	0,126	ASTM D2717 - 95	0,144	ASTM D2717 - 95	0,170	ASTM D2717 - 95	0,177
Číslo kyselosti [mgKOH/g]	IEC 62021-1	< 0,03	IEC 62021-1	< 0,03	IEC 62021-1	0,06	ASTM D974	0,04
Viskozita při 100 °C [mm ² /s]	ISO 3104	2,6	ISO 3104	5,25	ISO 3104	10	ISO 3104	8,4
Bod tuhnutí [°C]	ISO 3016	-50	ISO 3016	-50	ISO 3016	-20	ASTM D97	-21
Bod vzplanutí [°C]	ISO 2719	150	ISO 2719	260	ISO 2719	325	ISO 2719	316
Bod hoření [°C]	ISO 2592	170	ISO 2592	316	ISO 2592	360	ISO 2592	360
Rozpustnost vody v oleji při 60 °C [ppm] ^[18]	IEC 60814	243	IEC 60814	4507	-	-	IEC 60814	1701
Biologická odbouratelnost [%]	CEC L-33-A	25 (21 dní)	OECD 301 F	89 (28 dní)	CEC L-33-A	97-99 (21 dní)	CEC L-33-A	97-99 (21 dní)

3 Degradace elektroizolačního systému olej-papír

Následující odstavce jsou věnovány nejdůležitějším degradačním faktorům, kterým je transformátor během provozu vystavován, a následkům jejich působení na EIS olej - papír. Ze skupiny elektroizolačních kapalin použitelných pro transformátorové účely uvedených v kapitole 2.2 byly vybrány pouze oleje rostlinné a na bázi přírodních esterů. Důvodem je jejich vyšší tepelná odolnost, biologická odbouratelnost v porovnání se syntetickými oleji a především téměř 4 krát nižší pořizovací cena (o 1,2 násobek vyšší v porovnání s minerálními oleji) [123]. V následujících kapitolách práce budou uvedené oleje souhrnně označovány pojmem **perspektivní oleje (PO)**. Degradační faktory mají významný vliv na celkovou životnost EIS, který svými vlastnostmi zajišťuje požadovanou spolehlivost transformátoru. Jednotlivé degradační faktory způsobující rozpad a tím i zhoršení parametrů obou složek EIS, jsou navzájem velmi úzce propojeny. Degradaci lze rozdělit na elektrickou, tepelnou, mechanickou a chemickou reprezentovanou rozkladem struktury systému, popř. vytvářením sloučenin plynného, kapalného i pevného charakteru, které ovlivňují další odolnost izolace. Mechanická degradace vzniká především kombinací vibrací magnetického obvodu v důsledku magnetostricke plechů a elektrodynamických sil mezi závity vinutí. Uvedené příčiny mechanické degradace mají na životnost EIS minimální vliv, jelikož magnetostricke jádra se projevuje jen při nižších harmonických pracovního napětí a elektrodynamické síly vinutí jsou největší v případě vnějšího zkratu, který se vyskytuje zcela nahodile. Proto je mechanická degradace z výčtu vynechána.

3.1 Tepelná degradace

Tepelná degradace je významným mechanismem EIS transformátorů, který způsobuje rozklad jeho jednotlivých složek a tím i negativní změny elektrických a neelektrických parametrů. Nežádoucí ohřev celého transformátoru i EIS je vyvolán hlavně ztrátami v magnetickém obvodu a vinutí. Ztráty magnetického obvodu jsou označovány jako **ztráty v železe P_{FE}** a jsou součtem tří ztrát:

- **Vířivými proudy P_v** vznikají v důsledku elektrické vodivosti feromagnetika, která vytvářejí závit nakrátko. Siločáry střídavého pole se poté uzavírají přes jeho průřez a indukují tak ve feromagnetiku vířivé proudy způsobující jeho ohřev.
- **Hysterezními P_h** jsou projevem nedokonalosti elementárních magnetizačních dějů při magnetizaci feromagnetika. Míra ztracené energie je úměrná ploše hysterezní smyčky.

- **Ztráty přídatné P_d** jsou dány rozdílem mezi **celkovými ztrátami P_{FE}** a součtem ztrát vířivými proudy spolu se ztrátami hysterezními. Jejich vznik souvisí např. s jevem magnetostrikce, rozptylovými toky, nedokonalostmi stažení magnetického obvodu.

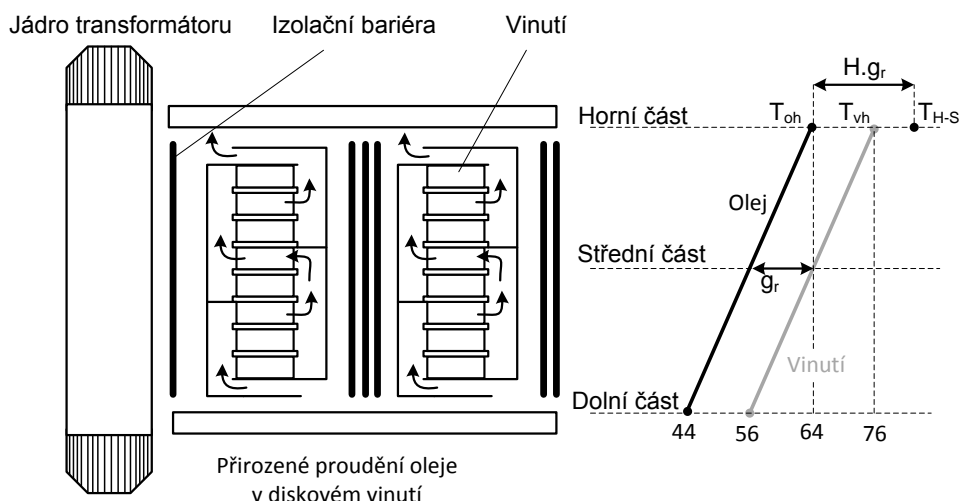
Ztráty v transformátorových vinutích jsou zastoupeny **Jouleovými ztrátami P_j** , které jsou důsledkem odporových vlastností materiálu vinutí a **ztrátami vířivými proudy** (používá se i termín skinefekt či povrchový jev). Ty jsou ale významně omezovány transpozicí vodičů během navíjení jednotlivých cívek vinutí. **Celkové ztráty transformátoru P_c** se vypočítávají jako součet ztrát v jednotlivých částech, popř. prostřednictvím tzv. **redukovaných ztrát P_r** upravených podle aktuálního zatížení, na základě velikosti skutečného proudu **I** a jmenovitého proudu **I_N** transformátoru.

$$P_r = P_0 + P_k \cdot \left(\frac{I}{I_N}\right)^2 \quad (3.1-1)$$

kde P_0, P_k jsou ztráty naprázdno, resp. nakrátko [W],

I, I_N jsou skutečný, resp. jmenovitý proud transformátoru [A].

Velikost ztrát v magnetickém obvodu i vinutí transformátoru je ovlivněna způsobem jeho provozu a mírou jeho zatěžování. Čím vyšší je zatížení transformátoru, tím více se uplatňují Jouleovy ztráty ve vinutí a méně ztráty v železe. Naopak klesá-li zatížení transformátoru, převládají ztráty v železe nad ztrátami Jouleovými. Pro každý případ provozu ovšem dochází k tepelnému zatěžování EIS transformátoru. Teplota se zvyšuje se vzdáleností ode dna nádoby podle Obr. 3. Obrázek znázorňuje vinutí transformátoru s papírovými bariérami, které efektivně usměřňují tok oleje (podle směru šipek). Velikosti provozních teplot, se ve střední části transformátoru za normálních podmínek pohybují přibližně v rozmezí 50 °C až 70 °C [3], [9]. Konkrétní hodnota teploty závisí na oblasti jejího měření, provedení transformátoru, jmenovitém výkonu, aplikaci, jeho chladicím systému, způsobu zatěžování a venkovní teplotě.



Obr. 3 Rozložení teplot v transformátoru typu ONAN [3], [9].

V případě tepelné degradace jednotlivých složek EIS nastává významná tepelná degradace kapalně složky až při teplotách 140 °C. Problém vzniká především v pevné složce, jejíž tepelná odolnost je určena nejčastěji tepelnou třídou A (maximální provozní teplota 105 °C). Nejvyšší teplota v transformátoru je v nádobě v oblasti horní vrstvy. Tato teplota se prakticky měří jímkovými odporovými teploměry a počítá se z ní velikost teploty nejteplejšího místa transformátoru, tzv. hot-spot teplota T_{H-S} . Její hodnota je vyšší než teplota vinutí vrchní části. Význam má především na určení tepelného namáhání a tím i životnosti EIS i samotného transformátoru. V oblasti nejteplejšího místa lze totiž předpokládat nejvyšší degradaci izolace a tedy i výchozí bod pro určení jejího stavu. Hot-spot teplota se počítá prostřednictvím vztahů (3.1-2) a (3.1-3) [3] v případě, že není znám rozdíl teploty vinutí a oleje při jmenovitých podmínkách.

$$T_{H-S} = T_{oh} + H \cdot g_r \cdot K^w \quad (3.1-2)$$

$$T_{H-S} = T_{oh} + (T_{vh} - T_{oh}) \cdot (H - 1) \quad (3.1-3)$$

kde T_{H-S} je hot-spot teplota [°C],

T_{oh} je teplota oleje v horní části transformátoru [°C],

T_{vh} je teplota horní části vinutí [°C],

g_r je rozdíl teploty vinutí a oleje při jm. podmínkách [°C],

H je činitel nejteplejšího místa [-],

w je exponent proudu v závislosti na oteplení vinutí [-],

K je poměr jmenovitého a zatěžovacího proudu [-].

Stárnutí EIS je složitý mechanismus. Zatím nebyl plně popsán, protože je třeba uvažovat množství jednotlivých degradačních mechanismů a tedy i matematických proměnných, které by umožnily životnost zařízení přesněji stanovit. Užívá se proto odhad předpokládané životnosti transformátoru na základě měřených provozních parametrů, které svoji velikostí přímo nebo nepřímo ovlivňují jeho životnost. Životnost EIS je určena kritériální hodnotou zvoleného parametru. Používá se pevnost v tahu elektroizolačního materiálu v kombinaci s olejem, kdy za limitní stav je považován pokles pod hranici 50 % původní hodnoty materiálu. Dále je možné použít měření tzv. stupně polymerace, jenž nesmí klesnout pod 200 [3]. Pro výpočet zbytkové životnosti zařízení definované v normě ČSN 60076-7 se počítá relativní rychlost stárnutí V z hodnoty hot-spot teploty. Vypočtená hodnota podává alespoň přibližnou informaci o stavu EIS a předpokládané době, kdy bude plnit požadované funkce. Základní výpočet vychází z úpravy Arrheniovy rovnice [3], což vede k rovnici (3.1-4) pro transformátorový papír a minerální olej. Pro snazší početní operace se používá výše zmíněná relativní rychlost stárnutí V (3.1-5), tzn. obrácená hodnota „jednotky životnosti“. Výpočet zkrácení životnosti EIS pro aktuální hot-spot teplotu se provádí v porovnání ke spotřebě životnosti při normalizované teplotě T_{hN} . Při normalizované teplotě dochází k běžné tepelné degradaci EIS, pro kterou je $V = 1$.

$$\text{Jednotka životnosti} = 9,8 \cdot 10^{-18} \cdot e^{\left(\frac{15000}{T_{H-S}+273}\right)} \quad (3.1-4)$$

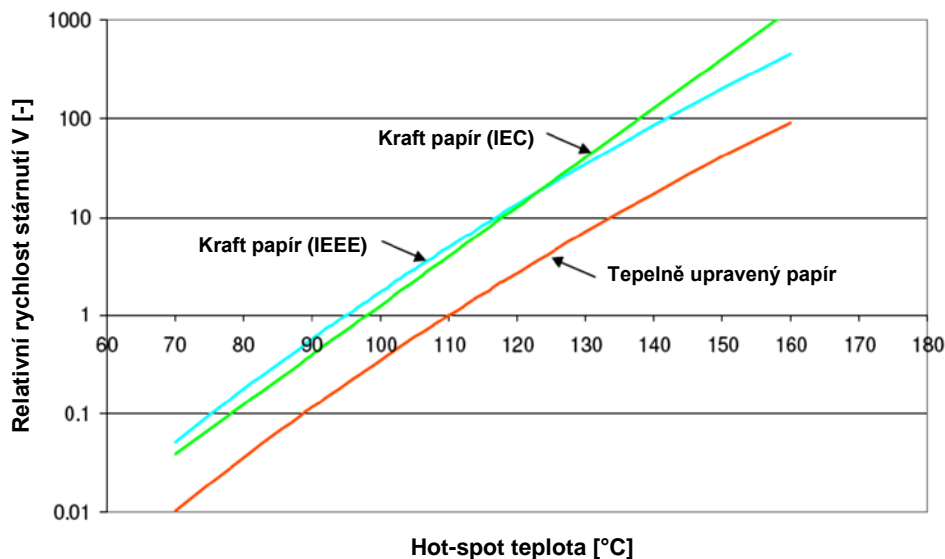
$$V = e^{\left(\frac{15000}{\theta_{hN}+273} - \frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \quad (3.1-5)$$

kde V je relativní rychlost stárnutí [jednotka času],

T_{H-S} je hot-spot teplota transformátoru [°C],

T_{hN} je normou stanovená hodnota referenční teploty [°C].

Na Obr. 4 jsou uvedeny příklady nejpoužívanějších druhů transformátorových papírů dle IEEE a IEC v závislosti na hot-spot teplotě transformátoru. Relativní rychlost stárnutí o hodnotě 1 odpovídá v případě kraft papíru **98 °C**, resp. **110 °C** pro tepelně upravený papír. Oleje na bázi přírodních esterů dosahují v kombinaci s pevnou složkou pomalejší rozklad celulózy charakterizovaný vyšší mechanickou odolností, proto se v jejich případě uvažuje pro $V = 1$ hot-spot teplota **130 °C**. Na základě experimentálního měření stupně polymerace celulózy v příslušném oleji na bázi přírodních esterů (Biotemp a FR3) byl pozměněn vztah (3.1-4) tak, že **konstanta $9,8 \cdot 10^{-18}$ byla nahrazena hodnotou $7,82 \cdot 10^{-17}$** [47], [108].



Obr. 4 Vliv hot-spot teploty na relativní rychlost stárnutí izolace.

Uvedené vztahy platí pouze za zjednodušených předpokladů, kdy jsou uvažovány konstantní provozní podmínky. Jelikož se během provozu zařízení podmínky mění v určitých časových intervalech, je potřeba zohlednit i tento fakt při kalkulaci zkrácení životnosti dle rovnice (3.1-6).

$$L = \frac{1}{t} \sum_{c=1}^{N_c} V; L = \frac{1}{t} \cdot \int_{t_1}^{t_2} V \cdot dt \quad (3.1-6)$$

kde L je zkrácení životnosti [jednotka času],

c je číslo časového intervalu [-],

N_c je celkový počet stejných časových intervalů [-].

3.2 Elektrická degradace

Elektrická degradace EIS vyvolává ve struktuře EIS složité komplexní děje (různé druhy polarizací), které je náročné přesně fyzikálně interpretovat. Na provozní intenzitu elektrického pole je EIS dimenzován, proto nejčastěji dochází k určování degradace EIS přes měření částečných výbojů, které se mohou významně měnit v závislosti na době provozu transformátoru.

Základním dlouhodobým elektrickým degradačním mechanismem jsou tedy částečné výboje a jejich následné přímé i nepřímé degradační projevy na bezprostřední okolí izolantu. Existence částečných výbojů významně zhoršuje životnost izolačních systémů vystavených vyšším provozním napětím. Vznik těchto výbojů, které se mohou vyskytovat na povrchu nebo uvnitř izolačního materiálu, vede dříve či později ke vzniku elektrického průrazu pevné

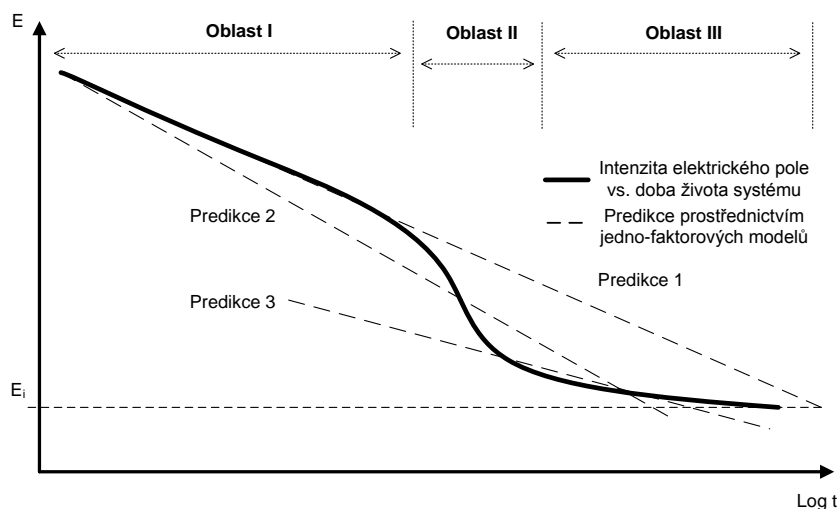
složky potažmo přeskoku v kapalině. Tím dochází k definitivnímu a nenávratnému poškození EIS, respektive znehodnocení kvality transformátorového oleje v důsledku degradačních produktů různého skupenství. Obecně rozlišujeme několik druhů částečných výbojů na základě jejich místa výskytu. Jedná se o výboje vnitřní, povrchové a korónové. Uvedené výboje působí na okolí izolantu degradačními projevy, jež lze rozdělit na:

- **Rázové namáhání** částicemi (elektrony, fotony a ionty) vzniklých během částečných výbojů rozštěpením molekulových vazeb v materiálu.
- **Tepelné namáhání** v důsledku částečných výbojů způsobují molekuly prostředí, které se vlivem rozdílnosti teplot přesouvají z oblastí s vyšší teplotou do oblastí s nižší teplotou.
- **Mechanické namáhání** vyvolané v izolantu částečnými výboji je rovněž závislé na vnějším střídavém elektrickém poli, které ovlivňuje vznik nosičů náboje a jejich následné hromadění v pevné mřížce izolantu. Při jejich seskupování se nosiče náboje rozdílných polarit budou navzájem přitahovat a naopak nosiče stejných polarit zase odpuzovat. Vzájemný přechod částic způsobuje zvýšené mechanické namáhání pevné mřížky.
- **Chemické namáhání** způsobuje dlouhodobé působení vnějšího elektrického pole, kdy dochází k uplatňování chemických projevů elektrických výbojů. Výsledkem chemických reakcí jsou plynné, kapalné a pevné vedlejší produkty.
- **Elektrické namáhání** respektive velikost vnějšího elektrického pole ovlivňuje rychlost a počet ionizovaných a ionizovatelných částic. Zvyšování této energie se projevuje zvýšením ztrát a stejně tak i lokálním namáháním izolantu.

V případě olejem plněných transformátorů dochází k částečným výbojům v důsledku nedokonalostí technologické povahy (například nedostatečné vysušení a následná impregnace papírové izolace, či oddělování jednotlivých vodivých (měď, degradační produkty stárnutí) i nevodivých částí (jemná vlákna celulózových řetězců) v rámci postupné degradace EIS. Vlivem provozu transformátoru dochází při přivedení vysokého napětí k ionizaci těchto nedokonalostí, která může vyústit v průraz nebo přeskok.

Teoretický předpoklad chování izolačního materiálu (epoxidu a polyethylenu) vlivem elektrické degradace je uveden na Obr. 5, kde jsou patrné tři charakteristické **oblasti I, II a III**.

Uvedené oblasti lze předpokládat i u EIS olej-papír, jelikož charakteristické projevy elektrické degradace pro jednotlivé **oblasti I – III** se vyskytují i v tomto systému [130].



Obr. 5 Předpokládaný průběh doby života izolačního materiálu (epoxidu, polyethylenu) vlivem působící intenzity vnějšího elektrického pole. Převzato z [80], [81].

- **Oblast I** – je oblastí vysokých intenzit elektrického pole, které korespondují s krátkými časy do průrazu. Ten je způsoben pravděpodobně tepelným průrazem v důsledku Joulových ztrát, popř. čistě elektrickým průrazem izolačního materiálu vlivem výskytu volných elektronů ve struktuře izolantu (nečistoty, disociace, rozpad struktury materiálu v důsledku působení silného pole). Pokud jsou elektrony ve velkém počtu, dochází k jejich kumulaci a vzájemnému zvyšování teploty, dokud nedojde k překročení mezního stavu a průrazu materiálu. V případě menšího množství elektronů dochází ke vzájemným kolizím těchto elektronů, jejichž počet vzroste nad hodnotu elektrické pevnosti materiálu.
- **Oblast II** – je oblast kde působí střední velikost elektrického pole. Oblast je charakteristická nízkou změnou doby života vzhledem ke zvýšení intenzity elektrického pole. Dochází zde k uplatňování tzv. elektrochemického průrazu, kdy se projevují jednotlivé degradační projevy částečných výbojů.
- **Oblast III** – je oblast v blízkosti mezní intenzity elektrického pole, při které je vliv elektrického pole téměř zanedbatelný, stejně jako jeho doprovodné projevy v podobě částečných výbojů.

Křivky prezentované na Obr. 5 se dají aplikovat na chování EIS olej-papír i experimentálně dosažené výsledky, jelikož během elektrické degradace dochází v avizovaných oblastech k podobným degradačním projevům. Z proložení jednotlivých křivek, ať již exponenciálním či mocninným modelem, je vidět, že křivka **predikce 1** může při vyšších hodnotách napětí poskytovat o EIS informaci, která je optimisticky nadhodnocena. Naopak v případě **predikce 2** už je možné získat o izolantu dostatečně výpovědischopné informace, které více korespondují s předpokládaným chováním systému. Pro popis elektrické degradace se používají modely mocninný (3.2-1) a exponenciální (3.2-2). Uvedené modely stárnutí popisují degradaci v důsledku působícího vnějšího pole se známou hodnotou intenzity elektrického pole a předpokládají určitou mezní intenzitu elektrického pole, pod kterou nedochází k degradaci EIS. Vztahy, respektive jejich konstanty se určují na základě empirických měření.

$$t = k \cdot E^{-n} \quad (3.2-1)$$

$$t = a \cdot e^{-b \cdot E} \quad (3.2-2)$$

kde t je doba života v hodinách [s],

E intenzita elektrického pole [$\text{kV} \cdot \text{mm}^{-1}$],

k, n, a, b jsou konstanty určené empiricky [-].

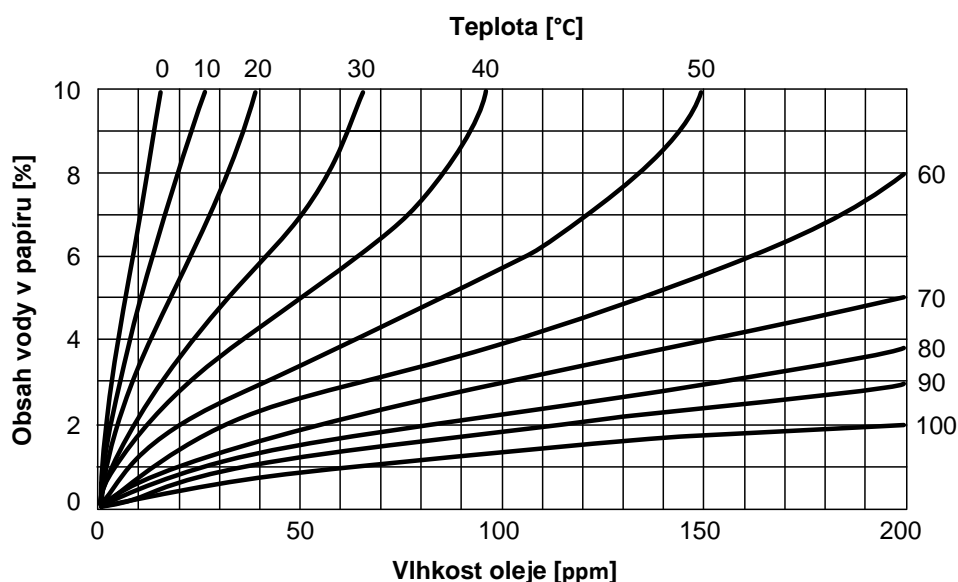
Současné EIS musejí mít odpovídající odolnost proti standardnímu střídavému sinusovému napětí 50 Hz, ale i proti namáhání pulznímu. **Otázka správného dimenzování systému z pohledu pulzního namáhání, je aktuální zejména z důvodu rozšiřování počtu měničů zapojovaných do elektrizační soustavy v rámci provozu obnovitelných zdrojů a stejnosměrných linek. Další úlohu pak hrají standardní zkušební procedury a technologické výrobní procesy (příloha 6).**

3.3 Chemická degradace

Během provozu transformátoru se jednotlivé složky EIS rozpadají působením dílčích degradačních mechanismů. Proces chemického rozkladu je procesem komplexním, jelikož se na výsledných degradačních produktech plynného, kapalného i pevného skupenství projevují vzájemné interakce mezi degradačními meziprodukty pevné a kapalné složky. Nejvýznamnější podíl na akceleraci degradace má tepelné a elektrické namáhání.

Vlivem oteplení pevné složky dochází v celulózovém řetězci ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$) k rozkladu na molekuly jiných chemických sloučenin. Jedná se o jednu molekulu oxidu uhelnatého (CO),

jednu molekulu Furanu (C_4H_4O) a tři molekuly vody (H_2O). Tepelná degradace tedy způsobuje kromě vzniku plynných produktů v pevné složce rovněž zvyšování obsahu vlhkosti izolace, která se projevuje její vyšší polárností a tím i zhoršením jejich elektrických parametrů. Přítomnost hydroxylové skupiny (OH a CH_2OH) v celulóze navíc způsobuje nejen hygroskopické vlastnosti celulózy, ale rovněž i náchylnost k oxidaci, kterou je potřeba během výroby omezit (např. esterifikací hydroxylových skupin, přidáváním dicyandiamidů či „Graft“ polymerací) [58], [59], [60]. Papírová izolace obsahuje okolo 96 až 99 % celkové vody v transformátoru. Nové vysušené transformátory mají obsah vody v papírové izolaci nejčastěji okolo 1 %. S dobou provozu roste i množství vody. Když dojde k dosažení hodnoty $> 4,5 \%$, je izolace označena jako velmi vlhká a je potřeba zajistit její celkové vysušení [46]. Mezi zdroje vlhkosti v transformátoru patří např. zbytková vlhkost izolace vinutí, distančních vložek, dřevěných či profilových dílů, rovněž se jedná o důsledek degradačních procesů EIS. Největší zdroj vody v transformátoru je atmosférická vlhkost, která proniká do transformátoru různými netěsnostmi, např. v okolí průchodek nebo bezpečnostním přetlakovým ventilem. Nejnebezpečnější jsou netěsnosti chladicího systému, kde při průchodu chladicího média dochází k transportu páry do oleje a následně vlivem cirkulace oleje i do dalších částí transformátoru. Voda se uvnitř nádoby vyskytuje ve formě rozpuštěné, adsorbované na povrchu, volné a emulgované [3], [52], [53].



Obr. 6 Obsah vody v jednotlivých složkách izolace v závislosti na teplotě. Převzato z [46].

Množství vody v konkrétní složce izolace je ovlivněno velikostí teploty v nádobě. Při teplotách nad $60 \text{ }^\circ\text{C}$ začíná být množství vody v oleji významné a s rostoucí teplotou se dále

zvyšuje, jak ukazuje Obr. 6. Negativně tak ovlivňuje elektrické i neelektrické vlastnosti izolační kapaliny a snižuje i její celkovou tepelnou odolnost.

Výsledky experimentů [44], [45] ukazují, že v důsledku dlouhodobé tepelné degradace (4000 hodin) při teplotě 150 °C dochází ke zvyšování množství vody obsažené v papírové izolaci umístěné v minerálním oleji. Naopak množství vody v papíru umístěném v oleji na bázi přírodních esterů klesá. Uvedený jev je vysvětlován tak, že oleje na bázi přírodních esterů vykazují v porovnání s minerálními několikanásobně vyšší schopnost pohlcovat vodu v důsledku procesu hydrolyzy. Uvedený proces, jenž vyvolává v rostlinných olejích řetězení nenasycených mastných kyselin, spotřebovává vodu, která se přesouvá z papírové izolace do oleje, dokud nenastane rovnovážný stav. Mastné kyseliny v oleji reagují s vodou v celulóze a dochází k transesterifikaci. Vysoké teploty a dlouhodobé trvání tepelné expozice způsobují esterifikaci mastných kyselin silně reaktivní hydroxilovou skupinou OH obsaženou v celulóze. Oleje na bázi přírodních esterů mají tedy schopnost pojmout při stejné teplotě v porovnání s olejem minerálním několikanásobně vyšší množství vody, jak udává rovnice (3.3-1) [18].

$$Sat(T) = 10^{\left(A - \frac{B}{T+273}\right)} \quad (3.3-1)$$

kde $Sat(T)$ je velikost maximální saturace závislá na teplotě [mg/kg],

T je teplota izolační kapaliny [°C],

A, B jsou empiricky určené parametry [-].

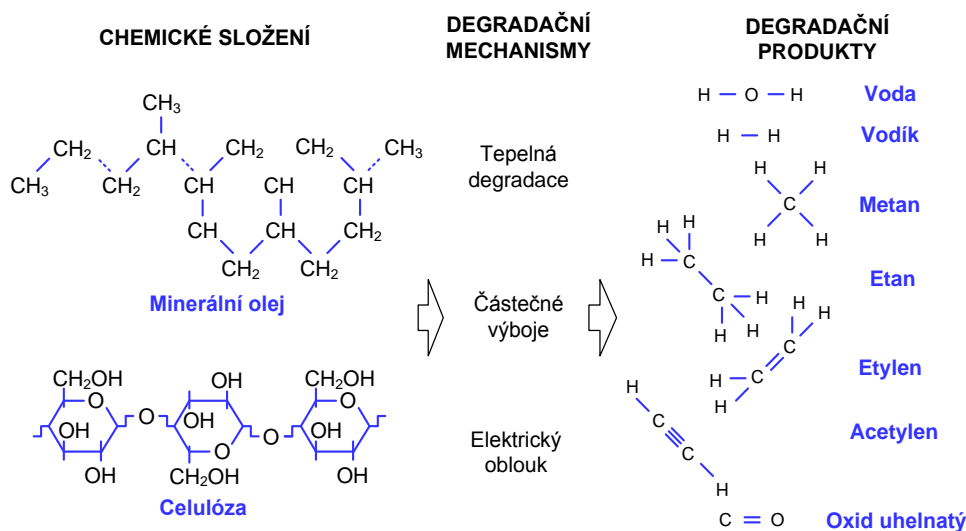
Parametry pro jednotlivý druh elektroizolační kapaliny pro rovnici (3.3-1) jsou uvedeny v Tab. 4 [44].

Tab. 4 Hodnoty konstant pro jednotlivé oleje [44].

Olej	Konstanta A	Konstanta B
FR3	5,3313	684
Minerální	7,0896	1567

Plynnými produkty vzniklými během elektrické a tepelné degradace se zabývá norma IEEE [54]. Uvádí charakteristické plyny korespondující s konkrétními projevy vybraného degradačního mechanismu v izolačním systému s minerálními oleji. Charakteristické degradační produkty používané pro určení stavu systému jsou uvedeny na Obr. 7. Množství a druh jednotlivých plynů významně závisí na použité izolační kapalině. Chemické vazby mezi uhlovodíkovými molekulami (CH, CH₂ a CH₃) minerálního oleje mohou být vlivem tepelné či elektrické degradace rozštěpeny. To má za následek vytvoření menších nestabilních

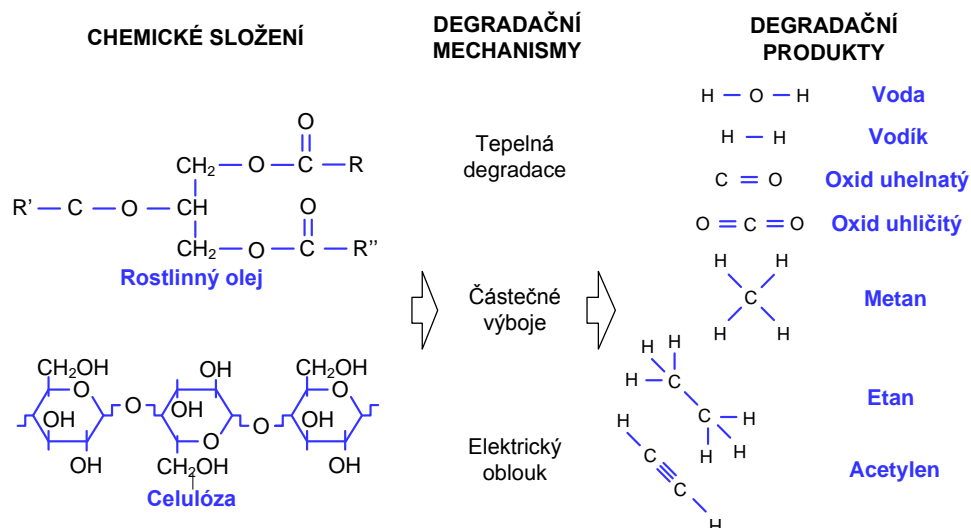
složek v radikálové nebo iontové formě (např. H^+ , C^- , CH_2^+ , CH_3^+). Vlivem komplexních reakcí během vzájemného slučování těchto složek pak dochází ke vzniku charakteristických molekul plynu nejčastěji vodíku (H_2), metanu (CH_4), etanu (C_2H_6), etylénu (C_2H_4) a acetylénu (C_2H_2). Vzniklé plyny se mohou vyskytovat jako volné nebo se rozpouštějí přímo v oleji.



Obr. 7 Charakteristické plynné a kapalné degradační produkty při kombinované degradaci EIS olej-papír s minerálním olejem [32], [33].

Na Obr. 8 je uvedeno chemické složení celulózy a rostlinného oleje spolu se základními degradačními plynnými a kapalnými produkty. V případě rostlinných olejů je uvedena základní triglyceridová skupina, kde R, R', R'' značí skupinu stejných nebo vzájemně odlišných mastných kyselin (např. kyselina olejová, kyselina linolová). Voda, coby důležitý kapalný degradační produkt, je obsažena v oleji na bázi přírodních esterů ve větším množství než v oleji minerálním z důvodu technologické přípravy oleje ze semen zemědělských plodin.

Experimentálně bylo ověřeno [15], že oleje na bázi přírodních esterů dosahují při tepelné degradaci (250 °C, 22 dní) několikanásobně vyššího obsahu plynů (40 ÷ 50 %) oxidu uhelnatého (CO) a oxidu uhličitého (CO₂) v důsledku rozpadu řetězce – COO. Pro tepelnou degradaci může být v závislosti na druhu a modifikaci rostlinného oleje zjištěn významný obsah vodíku (H₂ cca 10 %) v porovnání s olejem minerálním. Obsah tohoto plynu nemusí být způsoben tepelnou expozicí oleje jako spíše příměsími v něm obsažených (např. inhibitory, antioxidanty). Dalším degradačním plynem, který se projevuje při teplotách nad 500 °C je etan (C₂H₆), který vzniká peroxidací lipidů mastných kyselin, kdy jsou především polynenasycené mastné kyseliny poškozovány působením volných radikálů nejčastěji hydroxilového charakteru.



Obr. 8 Charakteristické plynné a kapalně degradací při kombinované degradaci EIS olej-papír s rostlinným olejem [29], [30].

Pro určení chemické degradace v EIS olej-papír se používá analýza plynů (**příloha 3**) či monitorování teploty, jakožto akceleračního mechanismu chemické degradace (viz **kapitola 3.1**).

4 Diagnostika výkonových transformátorů

Úkolem **elektrotechnologické diagnostiky** v oblasti výkonových transformátorů je sběr a záznam důležitých informací z daného zařízení, pomocí kterých je možné identifikovat stav jeho klíčových komponent nebo samotného zařízení. Na základě těchto údajů je možné provádět operativní činnosti, které zajistí požadované vlastnosti sledovaného zařízení a tím i jeho dlouhodobou a správnou funkci. Elektrotechnologická diagnostika je nástrojem zahrnujícím technologický vývoj transformátoru a jeho jednotlivých podsystémů. Zároveň je i predikčním nástrojem, který napomáhá předcházet havarijním stavům zařízení včasné zvolenou údržbou, popř. opravou. Výhodou je i možnost posouzení jednotlivých provozních vlivů a jejich účinků, které mají na zařízení v klidovém stavu nebo během provozu.

Základem diagnostického šetření musí být vždy **diagnostický objekt (transformátor, jeho funkční část, elektroizolační systém)**, na který se aplikuje diagnostický systém, jenž převádí množinu diagnostických signálů z objektu na vyhodnocovatelné stavy. Nejčastěji se užívají 3 základní stavy: **bezporuchový** (všechny stanovené funkce jsou v plném rozsahu plněny), **provozoschopný** (stanovené funkce jsou plněny jen částečně) a **poruchový** (neplnění požadovaných funkcí). Na transformátoru, respektive jeho izolačním systému je možné provést více diagnostických testů zaměřených na různé diagnostické parametry reprezentované elektrickými, fyzikálními nebo chemickými veličinami. Diagnostiku lze rozdělit v tomto případě do dvou částí. První je diagnostika samotného zařízení respektive stavu jeho jednotlivých prvků včetně EIS. Druhá je diagnostika elektroizolační kapaliny jako nositele důležitých informací o stavu a degradaci jednotlivých složek EIS.

4.1 Možnosti diagnostiky transformátorů

Off-line diagnostika se provádí na zařízení odstaveném z provozu. Jedná se o dlouholetou součást sledování stavu transformátorů a je úzce spojena s údržbou elektrických zařízení. Do kategorie off-line diagnostiky je možné zařadit základní zkoušky, které je nutné provést na každém zařízení dle norem ČSN EN 60076. Druhy jednotlivých zkoušek jsou uvedeny v **příloze 2**. V poslední době a s rozvojem materiálů i elektronických a výpočetních systémů dochází k jejímu pozvolnému nahrazování provozní on-line diagnostikou. Pro praktické testování na místě určení a hledání možných příčin však stále představuje důležitého zástupce diagnostického přístupu.

On-line diagnostika respektive provozní diagnostika je stále rozšířenějším prostředkem pro sledování stavu výkonových transformátorů obzvláště velkých výkonů (stovky MVA) umístěných na strategicky důležitých pozicích elektrizační soustavy. Náklady na tyto zařízení se pohybují ve stamiliónech korun a zajišťují dodávky elektrické energie do klíčových míst soustavy. Z tohoto důvodu může mít jakákoliv závažnější porucha, která způsobí jeho odstavení z provozu, významné ekonomické následky. Na základě sběru informací, resp. parametrů z jednotlivých transformátorů, může dojít k efektivnímu rozložení nákladů, jelikož údržba popř. oprava je uskutečněna, až když je to nutné. Principem on-line diagnostiky je shromažďovat a vyhodnocovat informace o transformátoru během jeho provozu. Tyto požadavky zajišťuje vhodně navržený monitorovací systém.

Soubor diagnostikovaných parametrů je z důvodu vysokých provozních i pořizovacích nákladů na diagnostický systém nutné omezit pouze na ty nejdůležitější. Jednotlivé metody a možnosti diagnostiky výkonových transformátorů během výroby a provozu jsou uvedeny v **příloze 2**.

4.2 Diagnostika elektroizolačních kapalin

Elektroizolační kapalina má v izolačním systému i samotném transformátoru důležitou úlohu po stránce funkční i diagnostické. Kapalina jako součást EIS je vystavena identickým degračním mechanismům jako celý systém, vlivem čehož mění hodnoty svých parametrů. Poskytuje rovněž i informace o stavu pevné složky EIS, jelikož do kapaliny pronikají různé degrační produkty. Odběr vzorků elektroizolační kapaliny se provádí přes k tomu určený kohout v nádobě. Existují dvě možnosti odběru, buď za styku vzorku oleje se vzduchem nebo bez styku se vzduchem. První zabraňuje styku odebraného oleje s ovzduším prostřednictvím skleněných vzorkovnic zakončených olejovzdornými, na obou koncích uzavíratelnými hadicemi. Druhým způsobem je odběr oleje do skleněných zbroušených lahví. U samotných kapalin jsou důležité zejména elektroizolační vlastnosti a termo-oxidační stabilita. Jednotlivé diagnostikované parametry izolačních kapalin je možné rozdělit do tří základních skupin.

1. **Elektrické parametry** (elektrická pevnost, ztrátový činitel, relativní permitivita).
2. **Fyzikální parametry** (viskozita, hustota, barva, bod vzplanutí, hoření a tuhnutí).
3. **Chemické parametry** (oxidační stabilita, číslo kyselosti, přítomnost korozivní síry, obsah vody, nečistot, kalů a usazenin, obsah plynů, obsah inhibitoru, biologická odbouratelnost).

Norma ČSN EN 60422 definuje důležité parametry pro diagnostiku minerálních olejů. Jednotlivé parametry jsou rozřazeny podle druhu zkoušky na: rutinní (skupina 1), doplňkové (skupina 2) a zvláštní vyšetřovací (skupina 3), jsou uvedeny v Tab. 5.

Tab. 5 Parametry určené pro zkoušky minerálních olejů. Převzato z [74].

Skupina	Parametr	Skupina	Parametr
1	Barva a vzhled	3	Oxidační stabilita ^a
1	Průrazné napětí	3	Bod vzplanutí ^a
1	Obsah vody	3	Mísitelnost ^b
1	Číslo kyselosti	3	Bod tekutosti ^a
1	Dielektrický ztrátový činitel nebo rezistivita	3	Hustota ^b
1	Obsah inhibitoru ^c	3	Viskozita ^b
2	Usazeniny a kaly	3	Polychlorované bifenyly (PCB)
2	Mezipovrchové napětí ^a	3	Korosivní síra ^a
2	Částice		
^a Potřeba jen při speciálních okolnostech. ^b Nejsou nezbytné, ale mohou být použity pro stanovení typové identifikace. ^c Omezeno jen pro oleje s inhibitory.			

V **příloze 3** jsou uvedeny nejdůležitější diagnostické parametry elektroizolačních kapalin, způsoby jejich měření a základní charakteristiky v případě minerálních a perspektivních olejů.

5 Experimentální ověření systému olej-papír s různými druhy olejů

Experiment byl zaměřen na sestavení diagnostického systému a výběr perspektivní elektroizolační kapaliny, která bude mít v kombinaci s pevnou složkou požadované hodnoty elektrických a neelektrických parametrů. Dále bylo potřeba stanovit vliv dlouhodobé tepelné expozice na chování EIS a určit, které perspektivní oleje by bylo možné používat k provozu ve výkonovém transformátoru.

5.1 Cíle a popis experimentu

Cílem experimentu bylo sestavit diagnostický systém, kterým by bylo možné určit charakteristické stavy EIS olej-papír a kvantitativně určit rozdíly jeho vybraných elektrických a neelektrických parametrů v závislosti na druhu oleje. Stav EIS a jeho chování není možné posuzovat pouze na základě měření samotných olejových vzorků, ale je potřeba hlouběji zkoumat jeho chování v kombinaci s pevnou složkou na bázi celulózy. Proto bylo třeba vhodně zvolit dostatečně výpovědišopné parametry, které budou o daném systému a jeho stavu podávat potřebné informace. Na základě **kapitoly 3** pojednávající o degradaci EIS olej-papír, je důležité získat informace především o elektrické odolnosti systému charakterizované **elektrickou pevností**. Jelikož se tento parametr zjišťuje prakticky během provozu transformátoru jen u olejových vzorků, byl uvedený postup zvolen i v experimentu. Během deteriorace systému dochází k rozkladu materiálů EIS projevující se vznikem polárních produktů, které způsobují zvyšování tepelných ztrát stejně jako vodivostního proudu – diagnostikovatelných měření **ztrátového činitele** a **vnitřní rezistivity**. Oba parametry byly měřeny u kapaliny i EIS. Deterioraci oleje charakterizovanou rovněž obsahem kyselých složek, je možné určit také chemicky **číslem kyselosti**. Podobně důležité je v případě perspektivních olejů měření **viskozity**, která určuje jejich schopnosti odvést ztrátové teplo. Měřicí postupy a výsledky jsou uvedeny v příslušných podkapitolách.

Zvolené parametry diagnostického systému EIS olej-papír

1 Elektrické parametry

- Elektrická pevnost
- Vnitřní rezistivita
- Ztrátový činitel

2 Neelektrické parametry

- Viskozita
- Číslo kyselosti

Pevná složka byla v experimentu zastoupena plošnými vzorky transformátorové lepenky o rozměrech 100 mm x 100 mm. Testovaná lepenka byla lesklá lepenka **Fassmann** o tloušťce 0,5 mm typ B.2.1 dle ČSN EN 60641-3-1 [72], vyráběná ze zamokra lisované sulfátové buničiny, kdy je výrobní proces zakončen kalandrováním.

Testované izolační kapaliny byly rozděleny do tří skupin dle povahy chemického složení. První tvořily minerální oleje. Zástupci druhé a třetí skupiny patří do skupiny definované v kapitole 4 souhrnným termínem perspektivní oleje (PO), z důvodu vyšší biologické odbouratelnosti, v porovnání s minerálními oleji. O jednotlivých kapalinách a jejich chemickém složení bylo blíže pojednáno v **kapitole 2.2**.

Testované oleje:

1. Minerální oleje – Technol Y 3000, Shell Diala DX
2. Rostlinné oleje – Olej řepkový a slunečnicový
3. Olej z přírodních esterů – Cooper Envirotemp FR3.

Vhodnost volby parametrů pro diagnostický systém byla ověřena na experimentu dlouhodobé tepelné expozice při teplotě 90 °C. Degradací teplota byla zvolena na základě normy ČSN IEC 60076-7: „Pokyny pro zatěžování výkonových transformátorů“ [9] a předchozích experimentech dlouhodobého stárnutí provedených na oddělení KET/ET [89]. Velikost teploty koresponduje se změnou váhové stability testovaných minerálních olejů o cca 1 % a pro lepenku vyrobené z tepelně neupraveného papíru odpovídá dle ČSN IEC 60076-7 relativní rychlosti stárnutí 0,5. Doba expozice byla zvolena na 4000 h, tedy 167 dní. Tepelná expozice probíhala v horkovzdušné sušce VENTICELL. Jelikož předchozí pokusy se speciální hermeticky uzavřenou nádobou s olejem nedokázaly zamezit oxidaci vzorků, bylo stárnutí provedeno pro nižší teplotu, korespondující s nižší hodnotou relativního indexu stárnutí, ale za přítomnosti vzduchu. Vzorky byly uloženy ve skleněné nádobě s příslušným olejem. Nádobky byly opatřeny přiléhajícím víkem, které plnilo pouze provizorní ochranu. Vzorky nebyly předem vysoušeny a před samotným zahájením měření v počátečním stavu

byly ponechány po dobu 24 hodin při 50 °C v příslušném oleji. Pravidelné měření elektrických parametrů vzorků EIS olej-papír bylo provedeno v intervalech 0, 50, 125, 225, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 h. Od každého druhu lepenky bylo ve všech olejích testováno 10 vzorků. Před každým měřením byly vzorky skladovány při 50 °C v horkovzdušné peci a vyjmuty až na samotné měření. Nejdříve byly proměřeny absorpční charakteristiky a následně došlo k měření ztrátového činitele. Vzorky jednotlivých izolačních kapalin byly proměřeny ve stavu počátečním a po 3000 h tepelné expozice. Hodnoty průrazného napětí olejů byly změřeny až po ukončení experimentu. Měření olejových vzorků bylo provedeno ve spolupráci s Ing. Jaroslavem Kubalíkem, Ph. D. v olejové laboratoři společnosti ČEZ Distribuce, a.s.

U některých parametrů po tepelné expozici nejsou u slunečnicového oleje ani u vzorků prosycených slunečnicovým olejem uvedeny výsledky měření. Důvodem je, že po 3000 h tepelné expozice byl u slunečnicového oleje vlivem kombinovaného působení oxidace a tepelné degradace dosažen významně vysoký stupeň nasycení mastných kyselin, který způsobil rapidní nárůst viskozity (přibližně stovky mm^2/s – přesnou hodnotu nebylo možné s dostupným vybavením experimentálně určit). Z tohoto důvodu byl olej po uvedené době z experimentu vyřazen, jelikož vysoká viskozita omezuje chladicí a cirkulační schopnosti daného oleje (nad $50 \text{ mm}^2/\text{s}$ při teplotě měření 40 °C) a nebylo by ho možné bez patřičné modifikace dále v transformátoru používat.

Na Obr. 9 jsou tříelektrodivé systémy splňující ČSN IEC 250, použité pro měření vzorků EIS i samotných olejů.



Obr. 9 Tříelektrodivý systém pro: a) měření pevných izolačních materiálů, b) měření kapalných izolačních materiálů.

5.1.1 Měření elektrické pevnosti

Měření elektrické pevnosti bylo provedeno dle normy ČSN EN 60156. Podrobnější popis průběhu zkoušky i teorie průrazu jsou uvedeny v **příloze 3 – Diagnostika transformátorových olejů – Elektrická pevnost**. Výsledná elektrická pevnost se určuje na základě aritmetického průměru (5.1.1-1) po sobě následujících měření, mezi kterými byla prodleva 5 minut a četnost měření 6. Z dat se počítá rovněž směrodatná odchylka (5.1.1-2), která se používá pro výpočet variačního koeficientu (5.1.1-3), jenž je hlavním kritériem pro určení použitelnosti oleje i rozhodnutím o platnosti samotné zkoušky [3], [71].

$$\overline{U_p} = \frac{\sum_{i=1}^m U_{pi}}{m} \quad (5.1.1-1)$$

$$s = \frac{\sum_{i=1}^m (\overline{U_p} - U_{pi})^2}{m} \quad (5.1.1-2)$$

$$v = \frac{s}{\overline{U_p}} \cdot 100 \quad (5.1.1-3)$$

kde U_{pi} je hodnota průrazného napětí při i -tém měření [kV],

$\overline{U_p}$ je aritmetický průměr průrazných napětí [kV],

m je celkový počet měření [-],

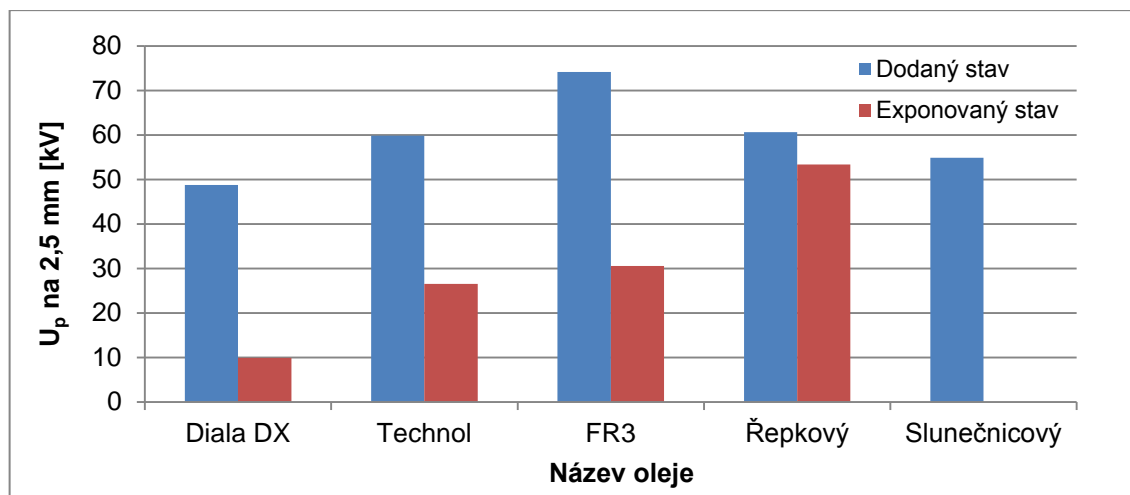
s je směrodatná odchylka [kV],

v je variační koeficient [%].

Na Obr. 10 a v Tab. 6 jsou uvedeny rozdíly elektrické pevnosti testovaných olejů před a po tepelné expozici.

Tab. 6 Výsledky průrazných napětí jednotlivých olejů.

Parametr	Název oleje				
	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
U_p na 2,5 mm dodaný stav [kV]	48,80	59,90	74,20	60,70	54,90
s [kV]	8,05	10,36	6,08	11,84	7,25
v [%]	16,50	17,30	8,20	19,50	13,20
U_p na 2,5 mm exponovaný stav [kV]	9,96	26,54	30,57	53,40	-
s [kV]	1,48	2,22	3,02	2,56	-
v [%]	16,29	9,18	10,86	5,27	-



Obr. 10 Změna průrazného napětí jednotlivých elektroizolačních kapalin před a po tepelné expozici.

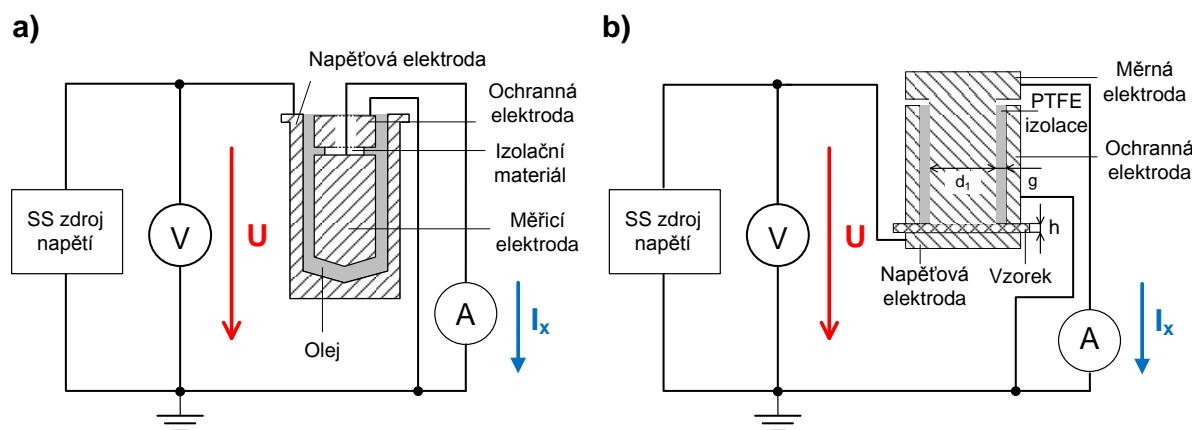
V dodaném stavu dosahoval olej Diala DX významně nízké hodnoty elektrické pevnosti (katalogová hodnota je > 60 kV/mm), což indikovalo žluté zbarvení oleje oproti běžné čiré barvě u nových minerálních olejů. Pravděpodobně to bylo způsobeno skladovacími podmínkami, kdy i přes uložení oleje v uzavřených lahvích nebyl zřejmě zcela omezen přístup vzduchu, a proto byl z hlediska parametrů požadovaných v normě ČSN EN 60442 [74] a uvedených v **kapitole 3** nevyhovující. Tuto domněnku rovněž potvrzuje téměř identická hodnota variačního koeficientu 15,6 % tohoto oleje před a po tepelné expozici 3000 h.

Perspektivní oleje měly oproti minerálním olejům rozdílné chování spočívající především v odlišné viskozitě obou testovaných skupin. U minerálních olejů došlo po přeskočení k uvolnění elektrické bublinky, která se šířila směrem k povrchu olejové hladiny. Jednotlivé degradační produkty vzniklé při průrazu se rychle rozptýlily do prostředí oleje a nebyly pouhým okem viditelné. Naopak v případě všech perspektivních olejů se vzduchová bublinka uvolněná při průrazu ve srovnání s minerálními oleji pohybovala k povrchu hladiny mnohem pomaleji. Rychlost, s jakou se přibližovala k hladině, závisela na množství nasycených vazeb v oleji. V případě rostlinného oleje, který není dodatečně modifikován, dochází k nasycování vazeb ve větší míře, než u oleje na bázi přírodních esterů FR3. Rostlinný olej se tak více blíží svoji strukturou se silnějšími vazbami mezi molekulami pevné látky. To je pravděpodobně důvodem nízkých hodnot variačních koeficientů. Rovněž i jednotlivé degradační produkty, zejména uhlík, byly v oleji dobře patrné a pro jejich brzké odstranění bylo potřeba příslušný olej řádně promíchat.

Hodnota průrazného napětí nového oleje $60 \text{ kV}\cdot\text{mm}^{-1}$ (ČSN EN 60422 je limitní pro použití ve výkonových transformátorech s nejvyšším napětím desítky až stovky kV). Těto hodnoty dosáhly v počátečním stavu jen olej FR3, řepkový a Technol. Následovaly je slunečnicový olej a již avizovaná Diala DX. Největší změna mezi počáteční a exponovanou hodnotou elektrické pevnosti byla zaznamenána u minerálního oleje Diala DX, což může být způsobeno již avizovanou sníženou kvalitou oleje v dodaném stavu. Ostatní testované oleje FR3 a Technol měly rozdíl mezi počáteční a exponovanou hodnotou přibližně poloviční.

5.1.2 Měření vnitřní rezistivity

Vnitřní rezistivita ρ_v je vnitřní odpor tělesa redukováný na objemovou jednotku. Na Obr. 11 a) jsou uvedena základní schémata zapojení pro měření vnitřního odporu R_x izolační kapaliny a plošného vzorku systému olej-papír. Měření bylo provedeno dle ČSN EN 60247 volt-ampérovou metodou. Vnitřní odpor je určen jako poměr stejnosměrného napětí přiváděného mezi dvě elektrody, kde je umístěn vzorek, a ustáleného proudu mezi těmito elektrodami ve stanoveném čase. Vzorec určený k výpočtu vnitřní rezistivity olejových vzorků je uveden v **příloze 3 – Diagnostika transformátorových olejů – Vnitřní rezistivita**.



Obr. 11 Schéma zapojení pro měření vnitřní rezistivity: a) elektroizolačních kapalin, b) vzorků EIS.

Pro usnadnění vzájemného porovnávání hodnot samotného oleje a oleje v kombinaci s lepenkou byla dopočtena vnitřní rezistivita i samotných vzorků dle vztahu (5.1.2-1). Plošné vzorky byly proměřeny třielektrodovým systémem. Pro měření proudu byl použit pikoampérmetr **Keithley 6517** a zdroj stejnosměrného napětí 500 V **Keithley model 248**.

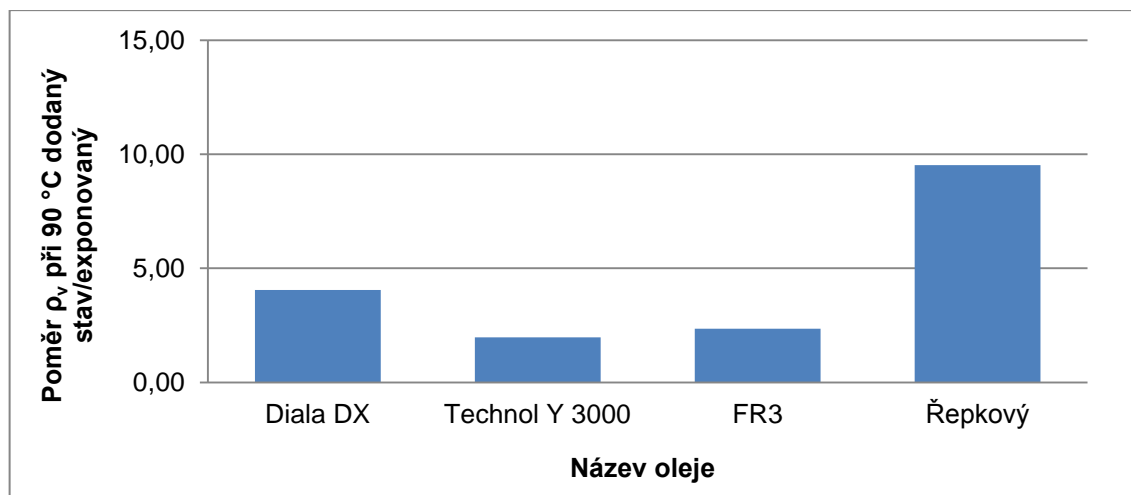
$$\rho_v = \frac{U}{I_x} \cdot \frac{\pi \cdot (d_1 + g)^2}{4 \cdot h} \quad (5.1.2-1)$$

- kde ρ_v je vnitřní rezistivita vzorku [$\Omega \cdot m$],
 U je napětí přiváděné na vzorek [V],
 I_x je proud procházející vzorkem [A],
 d_1 je průměr měrné elektrody testovacího systému 0,05 [m],
 g je tloušťka izolační vrstvy mezi elektrodami 0,002 [m],
 h je tloušťka vzorku 0,05 [m].

Výsledky měření olejových vzorků jsou uvedeny v Tab. 7. Z naměřených hodnot vyplývá, že minerální oleje dosahují mnohonásobně vyšších hodnot v počátečním i exponovaném stavu než PO. Vlivem tepelné expozice došlo u všech vzorků k významnému poklesu ρ_v . U oleje Technol a FR3 přibližně o polovinu, u oleje Diala DX čtyřnásobně a v případě řepkového oleje dokonce na desetinu původní hodnoty. Z důvodu špatné grafické interpretace vlivem významných rozdílů naměřených výsledků, byl vliv expozice vyjádřen ve formě poměru mezi počáteční hodnotou rezistivity a po tepelné expozici viz Obr. 12.

Tab. 7 Výsledky měření vnitřní rezistivity jednotlivých olejů.

Parametr	Název oleje				
	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
ρ_v při 90 °C dodaný stav [$\Omega \cdot m$]	$2,80 \cdot 10^{12}$	$3,84 \cdot 10^{12}$	$8,13 \cdot 10^9$	$1,42 \cdot 10^{10}$	$7,03 \cdot 10^9$
ρ_v při 90 °C exponovaný stav [$\Omega \cdot m$]	$6,90 \cdot 10^{11}$	$1,95 \cdot 10^{12}$	$3,45 \cdot 10^9$	$1,49 \cdot 10^9$	-
Poměr ρ_v při 90 °C dod. stav/exp. stav [-]	4,06	1,97	2,36	9,53	-

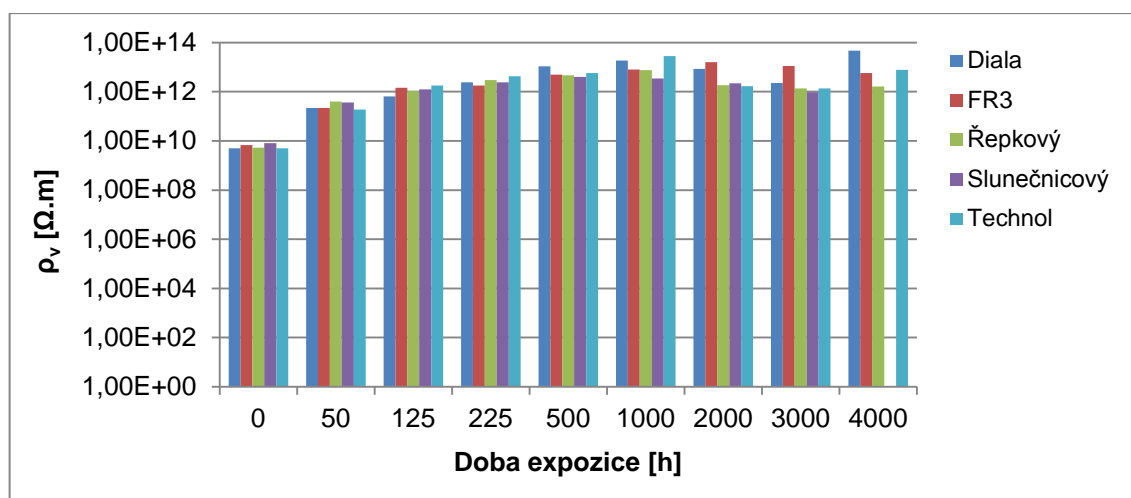


Obr. 12 Grafické znázornění poměru hodnot vnitřní rezistivity jednotlivých olejů.

V Tab. 8 a na Obr. 13 je uvedena závislost vypočtené vnitřní rezistivity vzorků EIS na tepelném stárnutí. Vnitřní rezistivita nepřímo ukazuje velikost protékajícího vodivostního proudu vzorkem. Vzorky měly v kombinaci s minerálními oleji hodnotu $\rho_v = 5,1 \cdot 10^9 \Omega \cdot m$, podobné výsledky vykazovala i lepenka s olejem řepkovým. U dalších druhů PO byla u FR3 změřena hodnota $\rho_v = 6,8 \cdot 10^9 \Omega \cdot m$ a v případě slunečnicového oleje dokonce $8,0 \cdot 10^9 \Omega \cdot m$. Během tepelné expozice docházelo u dvousložkového systému k pozvolnému růstu tohoto parametru. Růst byl nejvýraznější u obou minerálních olejů, kdy se hodnoty před a po tepelné expozici lišily o 4, respektive 3 řády. Dále následovaly vzorky v oleji FR3 a řepkovém oleji s rozdílem menším než 3 řády. Nejnižších hodnot ze všech testovaných vzorků vykazoval, před svým vyřazením po 3000 hodinách expozice, systém lepenka – slunečnicový olej ($\rho_v = 9,41 \cdot 10^{11} \Omega \cdot m$).

Tab. 8 Hodnoty vnitřní rezistivity pro vzorky olej - lepenka.

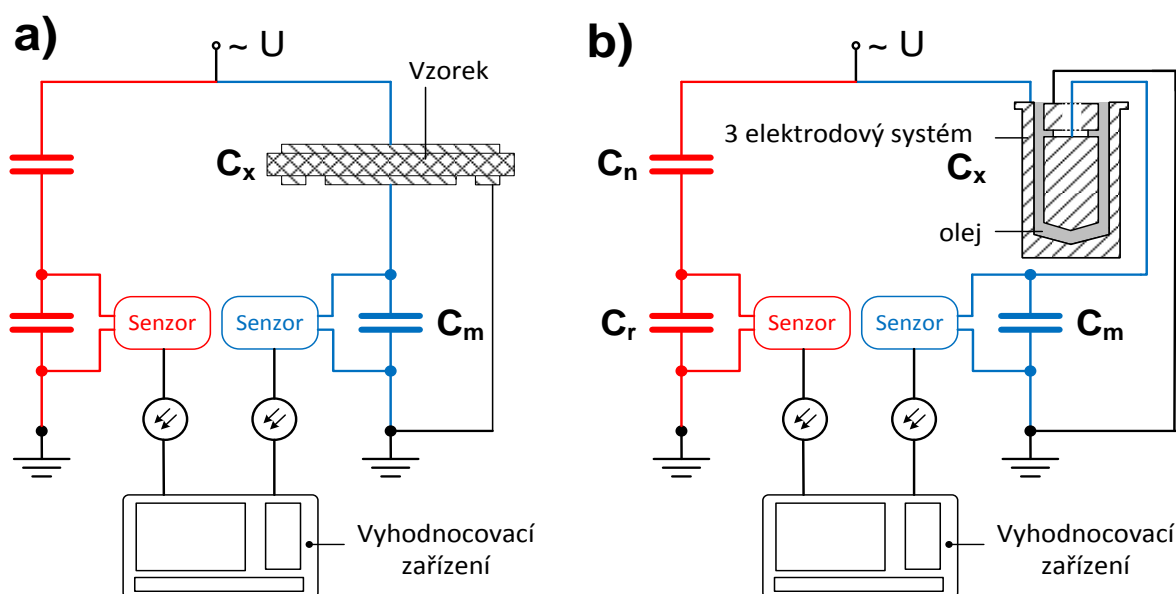
Doba tepelné expozice [h]	Hodnoty vnitřní rezistivity ρ_v pro jednotlivé oleje [$\Omega \cdot m$]				
	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
0	$5,06 \cdot 10^9$	$4,96 \cdot 10^9$	$6,85 \cdot 10^9$	$5,25 \cdot 10^9$	$8,02 \cdot 10^9$
50	$2,16 \cdot 10^{11}$	$1,88 \cdot 10^{11}$	$2,21 \cdot 10^{11}$	$3,97 \cdot 10^{11}$	$3,67 \cdot 10^{11}$
125	$6,39 \cdot 10^{11}$	$1,77 \cdot 10^{12}$	$1,46 \cdot 10^{12}$	$1,07 \cdot 10^{12}$	$1,24 \cdot 10^{12}$
225	$2,42 \cdot 10^{12}$	$4,23 \cdot 10^{12}$	$1,78 \cdot 10^{12}$	$2,97 \cdot 10^{12}$	$2,44 \cdot 10^{12}$
500	$1,07 \cdot 10^{13}$	$5,80 \cdot 10^{12}$	$4,95 \cdot 10^{12}$	$4,61 \cdot 10^{12}$	$4,04 \cdot 10^{12}$
1000	$1,84 \cdot 10^{13}$	$2,82 \cdot 10^{13}$	$8,07 \cdot 10^{12}$	$7,44 \cdot 10^{12}$	$3,40 \cdot 10^{12}$
2000	$8,49 \cdot 10^{12}$	$1,69 \cdot 10^{12}$	$1,61 \cdot 10^{13}$	$1,84 \cdot 10^{12}$	$2,21 \cdot 10^{12}$
3000	$2,25 \cdot 10^{12}$	$1,34 \cdot 10^{12}$	$1,13 \cdot 10^{13}$	$1,34 \cdot 10^{12}$	$9,41 \cdot 10^{11}$
4000	$4,62 \cdot 10^{13}$	$7,84 \cdot 10^{12}$	$5,68 \cdot 10^{12}$	$1,64 \cdot 10^{12}$	-



Obr. 13 Změna vnitřní rezistivity vlivem tepelné expozice vzorků olej-papír.

5.1.3 Měření ztrátového činitele

Měření na vzorcích EIS olej-papír bylo provedeno na automatickém můstku pro měření dielektrických ztrát a kapacity **LDV – 5** umístěném ve VN laboratoři FEL/KET. Určení hodnoty ztrátového činitele je provedeno na základě velikosti fázového úhlu mezi napětími, která se objeví na nízkonapěťových kondenzátorech C_m a C_r . Na Obr. 14 je názorně vidět, že výše uvedené kapacity spolu s vysokonapěťovými kapacitami C_n (normál) a C_x (kapacita vzorku) tvoří měřicí a referenční větev.



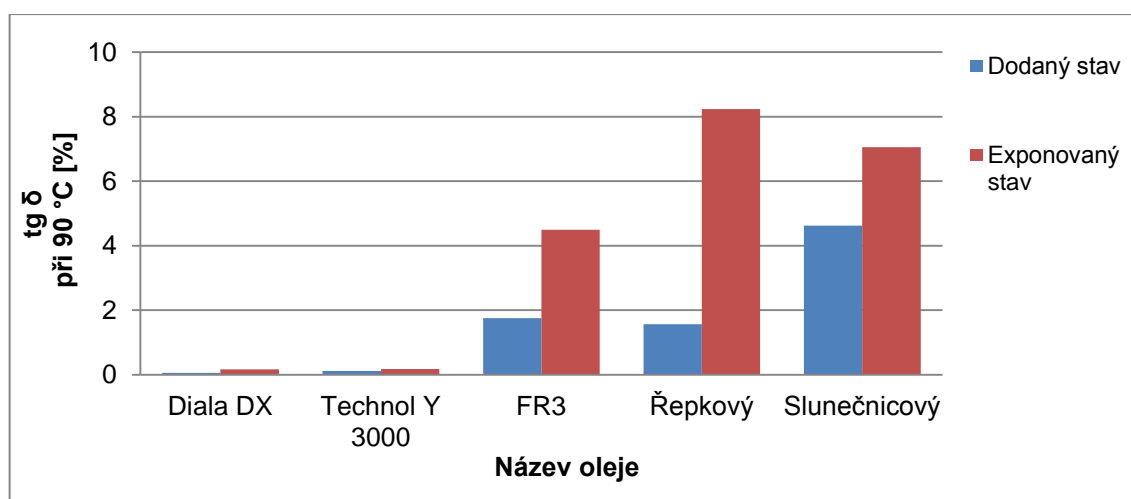
Obr. 14 Schéma zapojení pro měření ztrátového činitele tříelektrodovým systémem:

a) pro pevnou složku, b) pro kapalinu.

Na Obr. 15 a Tab. 9 jsou uvedeny výsledky měření jednotlivých olejových vzorků. Z naměřených výsledků vyplývá, že nejlepších hodnot dosahovaly v počátečním stavu oleje minerální konkrétně Diala DX, měla $\text{tg } \delta = 0,056 \%$ a Technol Y 3000 $\text{tg } \delta = 0,122 \%$. Tepelnou expozicí po dobu 3000 h se ztrátový činitel zvýšil u oleje Diala DX přibližně 3 krát a u Technolu o jednu třetinu, stále tedy udržovaly svoji hodnotu v rozsahu desetin procenta. V porovnání minerálních olejů se skupinou PO před a obzvláště po tepelné expozici, jsou patrné významné rozdíly nejvíce v případě řepkového oleje, který dosáhl po 3000 h největší hodnoty 8,24 %.

Tab. 9 Hodnoty ztrátového činitele olejů změřených při 90 °C.

Parametr	Název oleje				
	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
tg δ při 90 °C dod. stav [%]	0,06	0,12	1,76	1,57	4,63
tg δ při 90 °C exp. stav [%]	0,17	0,18	4,50	8,24	7,06

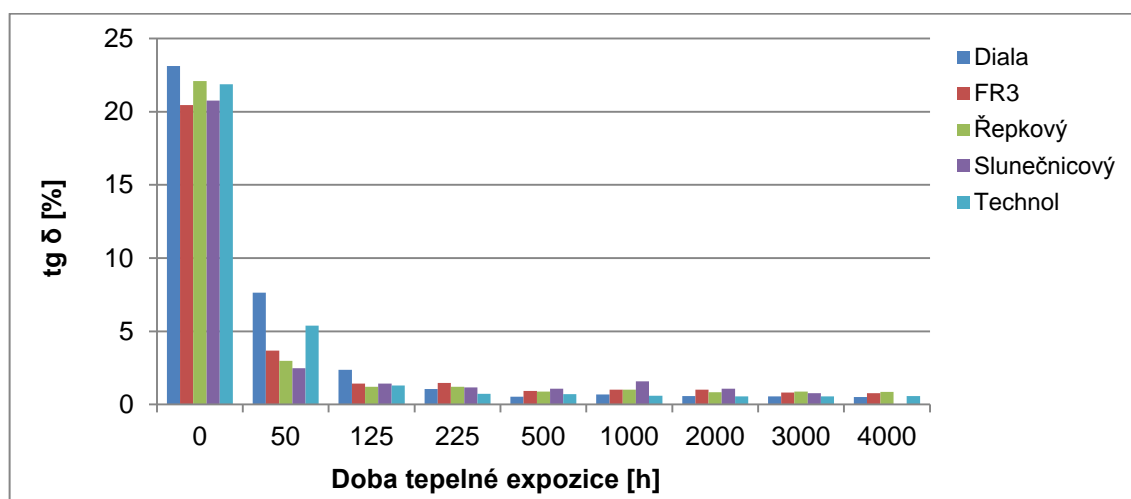


Obr. 15 Naměřené hodnoty ztrátového činitele testovaných olejů v počátečním stavu a po 3000 h tepelné expozice.

V počátečním stavu dosahovaly naměřené údaje $\text{tg } \delta$ všech olejů v kombinaci s lepenkou hodnoty v rozsahu 21 % (FR3, slunečnicový) až 23 % (Diala DX), viz Tab. 10 a Obr. 16. Během tepelné expozice nastalo snižování hodnot $\text{tg } \delta$. Nejvyšší změna u minerálních olejů byla změřena po 125 h a u PO po 50 h. V ostatních měřicích intervalech se velikosti $\text{tg } \delta$ oproti počátku snižovaly už jen pozvolna. Po 4000 h dosahovaly nejnižších hodnot lepenky s olejem minerálním, konkrétně Diala DX ($\text{tg } \delta = 0,50 \%$) a Technol ($\text{tg } \delta = 0,57 \%$). Nejnižší hodnoty $\text{tg } \delta$ vzorků EIS s PO byly naměřeny v oleji FR3 ($\text{tg } \delta = 0,77 \%$).

Tab. 10 Hodnoty ztrátového činitele pro vzorky EIS olej - lepenka.

Doba tepelné expozice [h]	Ztrátový činitel $\text{tg } \delta$ pro jednotlivé vzorky v olejů				
	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
0	23,10	21,90	20,50	22,10	20,80
50	7,64	5,37	3,67	2,99	2,48
125	2,36	1,30	1,42	1,21	1,42
225	1,04	0,73	1,46	1,21	1,17
500	0,52	0,70	0,92	0,87	1,08
1000	0,69	0,60	1,01	1,02	1,57
2000	0,57	0,54	1,00	0,83	1,07
3000	0,56	0,55	0,81	0,88	0,77
4000	0,50	0,57	0,77	0,85	-

**Obr. 16** Změna ztrátového činitele vzorků EIS vlivem tepelné expozice.

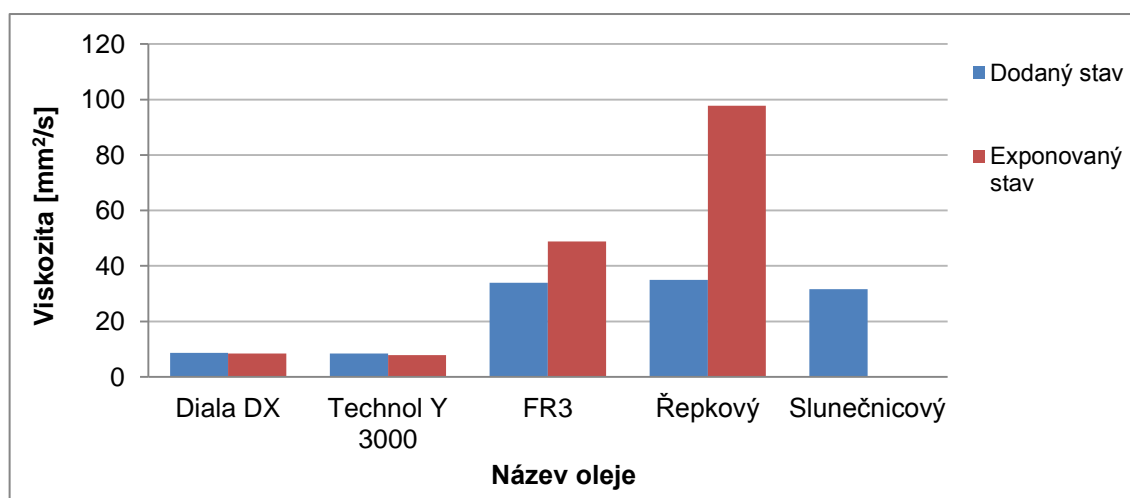
5.1.4 Měření neelektrických parametrů

Měřenými neelektrickými parametry byla viskozita a číslo kyselosti. Viskozita je důležitým parametrem perspektivních olejů, jelikož dosahuje významně vyšších hodnot než u minerálních olejů, a proto je třeba její stav pravidelně sledovat. Na Obr. 17 a Tab. 11 je znázorněna změna velikosti kinematické viskozity oleje v dodaném stavu a po 3000 hodinách tepelné expozice. V případě perspektivních olejů jsou patrné vícenásobně vyšší hodnoty v porovnání s oleji minerálními. Zatímco vlivem tepelné expozice viskozita minerálních olejů nepatrně klesla (Diala DX o 0,30 mm²/s a Technol o 0,54 mm²/s), v případě všech perspektivních olejů došlo k jejímu významnému navýšení. U olejů bez dodatečné laboratorní úpravy, zejména v případě polovysýchavého (obsahuje vysoké procento polynenasycených

vazeb) slunečnicového oleje, nastala vlivem termooxidačních reakcí významná nasycenost jednotlivých vazeb mastných kyselin, která vyústila v polymeraci oleje, následkem čehož byl vyřazen z experimentu. Hodnotu slunečnicového oleje nešlo dostupnou metodou změřit, ale pro určení vysoké hodnoty intenzity stačila vizuální prohlídka, kdy olej vykazoval medovitou strukturu. Řepkový olej měl v dodaném stavu téměř identickou hodnotu viskozity 35 mm²/s, respektive 34 mm²/s v porovnání s olejem FR3. Podobný závěr lze očekávat, jelikož základem FR3 oleje bývají slunečnicový nebo řepkový olej. Pravděpodobně v důsledku působení inhibitorů nedochází v oleji FR3 oproti ostatním typům testovaných olejů k významné změně viskozity kapaliny i ostatních parametrů v průběhu tepelné expozice.

Tab. 11 Výsledky viskozity pro jednotlivé druhy olejů.

Parametr	Název oleje				
	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
Viskozita při 40 °C dod. stav [mm ² /s]	8,68	8,40	33,90	34,94	31,96
Viskozita při 40 °C exp. stav [mm ² /s]	8,38	7,86	48,86	97,80	-



Obr. 17 Vliv tepelné expozice na viskozitu elektroizolačních olejů.

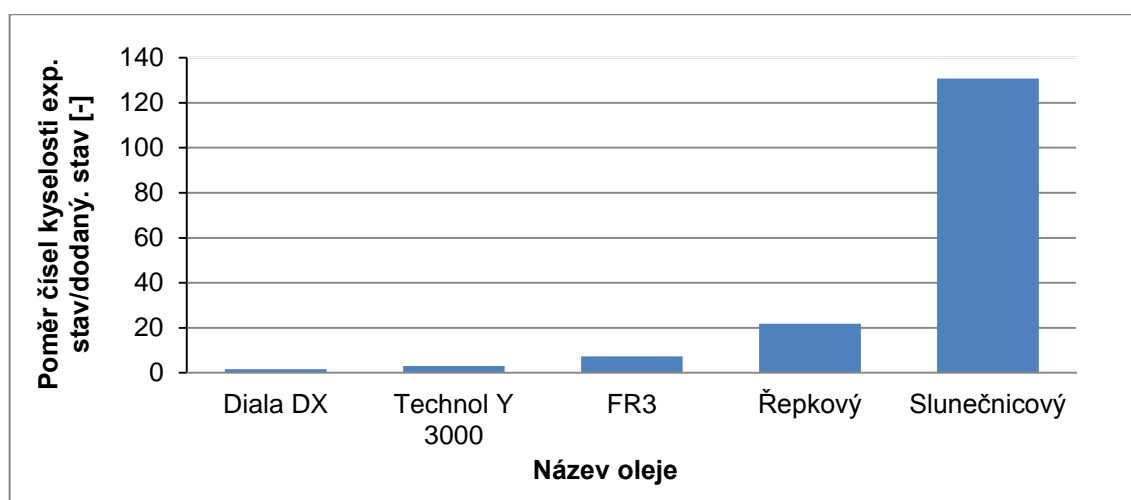
Číslo kyselosti

Množství kyselých složek v příslušné elektroizolační kapalině je ovlivněno různými druhy degradačních procesů. Z tohoto důvodu velikost čísla kyselosti kapaliny s tepelnou expozicí roste. Lze předpokládat, že množství degradačních produktů u perspektivních olejů bude větší než v případě minerálních, z důvodu oxidace a hydrolytických reakcí. Výsledky tuto hypotézu potvrdily. Už v dodaném stavu vykazovaly

perspektivní oleje významně vyšší hodnoty čísel kyselosti, nejvíce řepkový olej následovaný olejem slunečnicovým a FR3, které dosahovaly stejné hodnoty 0,05 mgKOH/g. Jelikož byly rozdíly mezi testovanými skupinami natolik markantní (Tab. 12), bylo vzájemné porovnání zpracováno ve formě poměrů čísel kyselosti v exponovaném stavu ku dodanému, jak ukazuje Obr. 18.

Tab. 12 Výsledky měření čísla kyselosti pro jednotlivé druhy olejů.

Parametr	Název oleje				
	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
ČK dodaný stav [mg KOH/g]	0,008	0,003	0,053	0,14	0,054
ČK exp. stav [mg KOH/g]	0,013	0,009	0,391	3,051	7,057



Obr. 18 Vliv tepelné expozice na změnu čísla kyselosti elektroizolačních olejů.

5.2 Shrnutí

Testováním elektrických parametrů (U_p , $tg \delta$, ρ_v) jednotlivých olejů před a po tepelné expozici 3000 h při 90 °C, se ukázala převaha minerálních olejů nad zástupci perspektivních kapalin zejména ve velikosti $tg \delta$, ρ_v . Naopak nejvyšší hodnoty U_p byly dosaženy v počátečním stavu u FR3 a po tepelné expozici v oleji řepkovém. Vlivem tepelné expozice se hodnoty sledovaných parametrů významně zhoršovaly. Nejhorších výsledků dosahovaly oleje rostlinné, jelikož oba zástupci (olej řepkový a slunečnicový) patří do skupiny polovysýchavých respektive vysýchavých [14]. V průběhu expozice tak docházelo k jejich polymeraci, která se projevila významným zvyšováním jejich viskozity. Lze předpokládat, že uvedený jev způsobil vysoké hodnoty průrazného napětí perspektivních olejů po tepelné

expozici, protože více viskózní kapaliny mají větší mezimolekulární síly a omezují pohyb elektronů ve struktuře i následnou ionizaci. Negativně ovšem ovlivňuje jeho použitelnost z důvodu zhoršení odvodu tepla. Slunečnicový olej měl dokonce tak vysokou viskozitu, že musel být z experimentu vyřazen. Velikost jeho viskozity v exponovaném stavu rovněž způsobila, že nebylo možné změřit ρ_v . Výsledky měření jednotlivých olejů jsou přehledně uvedeny v Tab. 13.

Tab. 13 Hodnoty testovaných elektrických parametrů jednotlivých olejů.

Parametr	Název oleje				
	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
Elektrické parametry					
U_p [kV/2,5 mm] dod. stav	48,80	59,90	74,20	60,70	54,90
U_p [kV/2,5 mm] exp. 3000 h	9,96	26,54	30,57	53,40	-
ρ_v při 90 °C dod. stav [$\Omega \cdot m$]	$2,80 \cdot 10^{12}$	$3,84 \cdot 10^{12}$	$8,13 \cdot 10^9$	$1,42 \cdot 10^{10}$	$7,03 \cdot 10^9$
ρ_v při 90 °C exp. 3000 h [$\Omega \cdot m$]	$6,90 \cdot 10^{11}$	$1,95 \cdot 10^{12}$	$3,45 \cdot 10^9$	$1,49 \cdot 10^9$	-
tg δ při 90 °C dod. stav [%]	0,06	0,12	1,76	1,57	4,63
tg δ při 90 °C exp. 3000 h [%]	0,17	0,18	4,50	8,24	7,06
Neelektrické parametry					
ČK dod. stav [mg KOH/g]	0,008	0,003	0,053	0,14	0,054
ČK exp. 3000 h [mg KOH/g]	0,013	0,009	0,391	3,051	7,057
Viskozita dod. stav [mm^2/s]	8,68	8,40	33,90	34,94	31,96
Viskozita exp. 3000 h [mm^2/s]	8,38	7,86	48,86	97,8	-

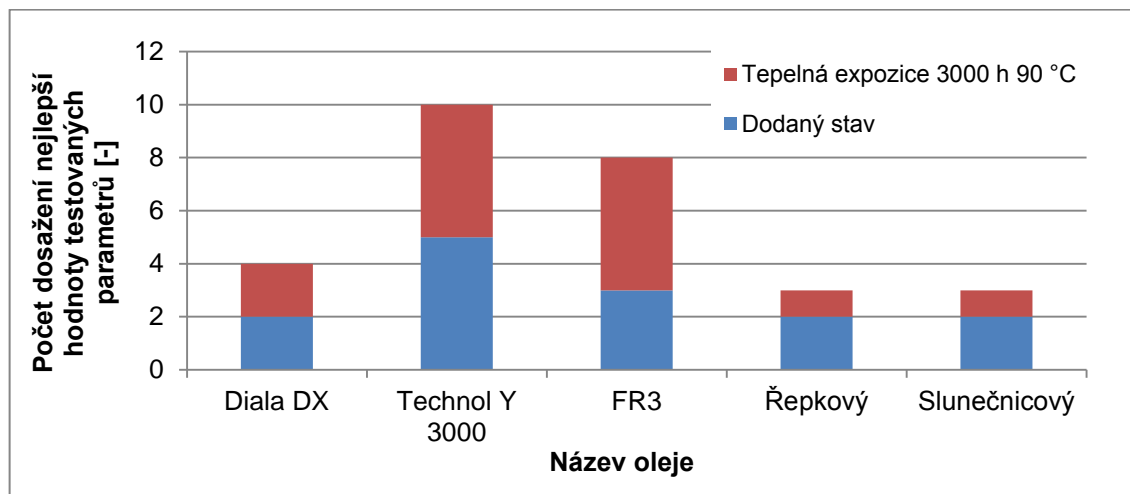
V Tab. 14 jsou uvedeny výsledky testovaných olejů v kombinaci s pevnou složkou. Bylo prokázáno, že působením tepelné expozice nastává u perspektivních olejů s lepenkou ustálení měřených elektrických parametrů (tg δ , ρ_v) dříve než u olejů minerálních (50 h oproti 125 h). Pravděpodobně je to způsobeno schopností perspektivních olejů vázat větší množství vody, která působením teploty přechází z lepenky do oleje. Nejlepší výsledky pro danou skupinu (minerální oleje, perspektivní oleje) jsou v tabulce vyznačeny barevným podbarvením.

Tab. 14 Změna elektrických parametrů dvousložkového systému olej – lepenka ve stavu počátečním a po 3000 h tepelné expozice.

Parametr	Diala DX	Technol Y 3000	FR3	Řepkový	Slunečnicový
ρ_v dod. Stav [$\Omega \cdot m$]	$5,06 \cdot 10^9$	$4,96 \cdot 10^9$	$6,85 \cdot 10^9$	$5,25 \cdot 10^9$	$8,02 \cdot 10^9$
ρ_v po 3000 h [$\Omega \cdot m$]	$2,25 \cdot 10^{12}$	$1,34 \cdot 10^{12}$	$1,13 \cdot 10^{12}$	$1,34 \cdot 10^{12}$	$9,41 \cdot 10^{11}$
tg δ dod. stav [%]	23,10	21,90	20,50	22,10	20,80
tg δ po 3000 h [%]	0,56	0,55	0,81	0,88	0,77

Na Obr. 19 jsou uvedeny výsledky jednotlivých olejů samostatně i v kombinaci s pevnou složkou. Hodnocení bylo provedeno vybráním nejlepších hodnot parametrů pro minerální

a perspektivní oleje ve stavu počátečním i po tepelné expozici. Nejlepších výsledků dosáhly olej Technol Y 3000 a FR3.



Obr. 19 Vyhodnocení výsledků diagnostického šetření minerálních a perspektivních olejů.

V případě testování EIS olej-lepenka došlo na základě porovnání testovaných elektrických parametrů $\text{tg } \delta$, ρ_v s hodnotami samotných kapalin k následujícím závěrům:

- Diagnostický systém byl vhodně zvolen pro aplikaci na EIS s PO, jak ukazují výsledky tepelné expozice. Diagnostické parametry citlivě reagovaly zejména na změnu samotných olejů než celého EIS.
- Dvousložkový EIS potřebuje pro dosažení vhodných hodnot elektrických parametrů určitou dobu potřebnou pro impregnaci pevné složky a odvedení vlhkosti z lepenky. V případě minerálních olejů s lepenkou byla tato doba 125 h u PO jen 50 h. Hlavní příčinou bude pravděpodobně vyšší schopnost PO absorbovat vodu. Ta přechází do oleje z lepenky během tepelné expozice. Dále může být vliv ve viskozitě kapaliny, kdy PO dokáží lepenku prosytit rychleji než minerální oleje.
- Nejlepší výsledky během tepelné expozice u vzorků EIS byly dosaženy s minerálním olejem Diala DX a perspektivním olejem FR3.
- Z výsledků experimentů vyplývá, že největší rozdíly byly zjištěny pouze mezi samotnými oleji, jelikož EIS vykazovaly stabilní hodnoty parametrů pro delší doby tepelné expozice. Proto je potřeba se zabývat studiem kriteriálních (limitních) hodnot samotných PO pro jejich možnou aplikaci v praxi.

6 Kriteriaální hodnoty pro studované oleje

Experimentální ověřování vybraných diagnostických parametrů EIS olej-lepenka ukázalo, že největší rozdíly jsou hlavně mezi použitými elektroizolačními kapalinami než vzorky EIS. Z tohoto důvodu vzniká potřeba stanovit limitní hodnoty, podle kterých bude možné tyto oleje při odběrech z transformátoru diagnostikovat. Na základě výsledků diagnostického šetření pro hodnocení olejů používaných v transformátorech, lze podle ČSN EN 60422 rozhodnout, zda je stav kapaliny:

- Dobrý – parametr se pohybuje v rozsahu hodnot určených dle ČSN EN 60422 pro daný parametr jako dobrý stav a je tedy možné zachovat stávající intervaly pro odběr vzorků.
- Vyhovující – parametr se pohybuje v rozsahu hodnot určených dle ČSN EN 60422 pro daný parametr jako vyhovující stav a je tedy potřeba přistoupit k častějším odběrům vzorků, popř. zkontrolovat další související parametry.
- Špatný – parametr se pohybuje v rozsahu hodnot určených dle ČSN EN 60422 pro daný parametr jako nevyhovující stav a je tedy nutné obnovit parametry oleje výměnou, či regenerací.

Norma ČSN EN 60422 určuje rovněž časové intervaly, kdy mají být odebrány olejové vzorky (Tab. 15). Dělení parametrů do jednotlivých skupin je v **kapitole 4.2** v Tab. 5. Intervaly, kdy dochází k pravidelnému diagnostickému šetření, olejů poté závisí na stavu kapaliny (dobrý X vyhovující).

Tab. 15 Doporučená četnost provádění zkoušek [74].

Příslušnost vlastnosti do skupiny	Kategorie zařízení			
	O	A	B	C
Skupina 1 (Rutinní zkoušky)	1-2 roky	1-3 roky	1-4 roky	2-6 roky
Skupina 2 (Doplňkové zkoušky)	Poznámka 1			
Skupina 3 (Zvláštní vyšetřovací zkoušky)	Poznámka 2			
Poznámka 1 – Zkoušky mohou být prováděny periodicky, ale méně často než rutinní zkoušky. Četnost bude záviset na typu oleje, jeho stáří a druhu.				
Poznámka 2 – Jedná se o velmi speciální zkoušky, které se provádějí pouze za mimořádných okolností.				

Kritéria jsou rozdělena podle druhu aplikace a jmenovitého napětí U_n zařízení na jednotlivé kategorie. Výkonovým transformátorům je věnována kategorie O ($U_n > 400 \text{ kV}$), A ($170 \text{ kV} < U_n < 400 \text{ kV}$) a B ($72,5 \text{ kV} < U_n < 170 \text{ kV}$). Do výkonových transformátorů je zařazena i kategorie C ($U_n < 72,5 \text{ kV}$), která není v práci z pohledu parametrů blíže popsána,

jelikož lze předpokládat, že do uvedené kategorie patří na základě definovaných kritérií především distribuční transformátory, které nejsou předmětem zaměření práce. Podle kategorie norma doporučuje intervaly pravidelných kontrol na základě jednotlivých skupin (Tab. 15), kam přísluší provedené zkoušky.

Jednotliví provozovatelé výkonových transformátorů mají na základě svých zkušeností vlastní přístup pro hodnocení olejů. Proto mohou podle výsledků zkoušek dělit oleje jen do dvou skupin (vyhovující, nevyhovující) a intervaly kontrol měnit podle rozhodnutí odpovědného technika.

V případě perspektivních olejů však stále chybí kompletní a sjednocený přehled aplikovatelný na výkonové transformátory a vycházející z IEC (ČSN) norem. Proto si tato kapitola klade za cíl popsat současně dostupné normy pro určení kritériálních hodnot se zaměřením na evropské normy EN a vytvořit vhodný ekvivalent hodnot včetně možných přístupů použitelných pro výkonové transformátory o různých jmenovitých napětích (kategorie O, A, B).

6.1 Minerální oleje

Tab. 16 a Tab. 17 ukazují kritické hodnoty zvolených diagnostických parametrů pro nové a použité minerální oleje určené pro výkonové transformátory. V případě výkonových transformátorů spadajících do kategorie O, A jsou z důvodů vysokých jmenovitých napětí některé parametry vyšší oproti kategorii B.

Tab. 16 Doporučené limitní hodnoty pro nové minerální oleje dle ČSN EN 60422 [74].

Parametr	Norma	Hodnoty pro jednotlivé napěťové třídy		
		< 72,5 kV	≥ 72,5 kV ≤ 170 kV	> 170 kV
Průrazné napětí na 2,5 mm [kV]	ČSN EN 60156	> 55	> 60	> 60
Ztrátový činitel při 90 °C [-]	ČSN EN 60247	≤ 0,015	≤ 0,015	≤ 0,010
Rezistivita při 90 °C [GΩ.m]	ČSN EN 60247	> 60	> 60	> 60
Číslo kyselosti [mg _{KOH} /g _{oleje}]	ČSN EN 62021-1	≤ 0,03	≤ 0,03	≤ 0,03
Obsah vody [mg _{H₂O} /kg]	ČSN EN 60814	< 20	< 10	< 10

Tab. 17 Tabulka limitních hodnot pro použité minerální oleje dle ČSN EN 60422 [74].

Parametr	Kategorie	Doporučený limit pro provedení opatření		
		Dobry	Vyhovující	Špatný
Průrazné napětí na 2,5 mm [kV]	O, A	> 60	50 až 60	< 50
	B	> 50	40 až 50	< 40
Obsah vody při 20 °C [mg _{H2O} /kg]	O, A	< 5	5 až 10	> 10
	B	< 5	5 až 15	> 15
Číslo kyselosti [mg _{KOH} /goleje]	O, A	< 0,10	0,10 až 0,15	> 0,15
	B	< 0,10	0,10 až 0,20	> 0,20
Ztrátový činitel při 90 °C [-]	O, A	< 0,10	0,10 až 0,20	> 0,20
	B	< 0,10	0,10 až 0,50	> 0,50
Rezistivita při 20 °C [GΩ.m]	O, A	> 200	200 až 20	< 20
	B	> 60	4 až 60	< 4
Rezistivita při 90 °C [GΩ.m]	O, A	> 10	1 až 10	< 1
	B	> 3	0,2 až 3	< 0,2

V případě některých parametrů u použitých minerálních olejů (zejména **tg δ**) jsou nastaveny příliš vysoké limitní hodnoty, jak ukazují výsledky tepelně exponovaných minerálních olejů v experimentu prezentovaném v kapitole 6 i výsledky experimentů na jiných pracovištích [65], [69]. **Proto je vhodnější používat pro ztrátový činitel limitní hodnotu doporučenou normou pro nový minerální olej, tzn. 1,5 %.**

6.2 Perspektivní oleje

Kapalinami na bázi organických a syntetických esterů se zabývá norma ČSN EN 61203. Norma se zaměřuje především na aplikaci neminerálních olejů na distribuční transformátory se jmenovitým napětím do 35 kV. Kapaliny vyrobené ze syntetických organických esterů jsou děleny do tří skupin. První skupina jsou kapaliny vyhovující pro trvalý provoz. Pro uvedenou aplikaci v transformátorech jsou definovány hodnoty parametrů uvedené v Tab. 18. Do druhé skupiny jsou zařazeny estery, které je potřeba upravit vhodnou regenerační technikou (vakuová úprava a filtrace, molekulové síto a filtrace), aby mohly být v zařízení provozovány. Třetí skupina zahrnuje nepoužitelné estery, které jsou pro použití nevhodné.

Tab. 18 Hodnoty požadované pro 1. skupinu esterů dle ČSN EN 61203 [111].

Parametr	Vzhled	Obsah vody [mg _{H2O} /kg]	Číslo kyselosti [mg _{KOH} /goleje]	Průrazné napětí [kV]	Ztrátový činitel při 20 °C [-]	Rezistivita při 20 °C [GΩ.m]	Bod hoření [°C]
Hodnota	čirý	≤ 400	≤ 2,0	> 30	≤ 0,01	≥ 6	> 300

Další norma ČSN EN 61099 (Tab. 19) se zabývá nepoužitými syntetickými organickými estery získávaných chemickým zpracováním a fyzikální úpravou mastných kyselin a polyalkoholů.

Tab. 19 Požadavky na nepoužité syntetické organické estery dle ČSN EN 61099 [110].

Parametr	Viskozita při 40 °C [mm ² /s]	Obsah vody [mg _{H2O} /kg]	Číslo kyselosti [mg _{KOH} /g _{oleje}]	Průrazné napětí [kV]	Ztrátový činitel při 90 °C [-]	Rezistivita při 90 °C [GΩ.m]	Bod hoření [°C]
Hodnota	≤ 35	≤ 200	≤ 0,3	≥ 45	≤ 0,03	≥ 2	≥ 300

Podrobnější informace o provozování olejů na bázi esterů v transformátorech jsou uvedeny v normě IEEE Std C57.147-2008 – „Příručka pro použití a údržbu kapalin na bázi přírodních esterů v transformátorech“, viz Tab. 20. Uvedená norma je stále doplňována o nové poznatky z výzkumů v oblasti perspektivních kapalin na bázi organických esterů. Požadavky a kritéria pro použití oleje v transformátorech jsou rozdělena podle jmenovitého napětí transformátoru do čtyř skupin (≤ 69 kV, > 69 kV < 230 kV, ≥ 230 kV < 345 kV a ≥ 345 kV). Nevýhodou je, že uvedená norma využívá pro určování diagnostických parametrů americké normy ASTM (odlišné teploty měření, různé vzdálenosti elektrod, vyšší síťový kmitočet měření v porovnání s EN).

Tab. 20 Požadavky na hodnoty olejů na bázi esterů pro nově plněná zařízení [119].

Parametr	Norma	Hodnoty pro jednotlivé napěťové třídy			
		≤ 69 kV	> 69 kV < 230 kV	≥ 230 kV < 345 kV	≥ 345 kV
Průrazné napětí na: 1 mm / 2 mm [kV]	ASTM D1816	≥ 25/45	≥ 30/52	≥ 32/55	≥ 35/60
Ztrátový činitel pro 25 °C [%]	ASTM D924	≤ 0,5	≤ 0,5	≤ 0,5	≤ 0,5
Číslo kyselosti [mg _{KOH} /g _{oleje}]	ASTM D974	≤ 0,06	≤ 0,06	≤ 0,06	≤ 0,06
Obsah vody [mg _{H2O} /kg]	ASTM D1533	≤ 300	≤ 150	≤ 100	≤ 100
Bod hoření [°C]	ASTM D92	300	300	300	300
Kinematická viskozita při 40 °C [mm ² /s]	ASTM D445	≤ 50	≤ 50	≤ 50	≤ 50

Tab. 21 uvádí parametry, dle kterých by měly být kontrolovány oleje na bázi přírodních esterů během servisních prohlídek transformátoru. Z výše uvedené tabulky je patrné, že některé parametry nejsou ještě určeny a uvedená tabulka je kombinací pevně stanovených limitů (průrazné napětí, ztrátový činitel) a doporučení (ostatní parametry).

Tab. 21 Požadavky na hodnoty olejů na bázi esterů pro servisovaná zařízení [119].

Parametr	Norma	Hodnoty pro jednotlivé napěťové třídy		
		≤ 69 kV	> 69 kV < 230 kV	≥ 230 kV
Průrazné napětí na: 1 mm / 2 mm [kV]	ASTM D1816	≥ 23/40	≥ 28/47	≥ 30/50
Ztrátový činitel pro 25 °C [%]	ASTM D924	≤ 3	≤ 3	≤ 3
Číslo kyselosti [mg _{KOH} /g _{oleje}]	ASTM D974	≤ 0,3	≤ 0,3	≤ 0,3
Obsah vody [mg _{H₂O} /kg]	ASTM D1533	≤ 400	≤ 200	≤ 150
Bod hoření [°C]	ASTM D92	300	300	300
Kinematická viskozita při 40 °C [mm ² /s]	ASTM D445	≤ 60	≤ 60	≤ 60

6.3 Možnosti určení limitů aplikovatelných na perspektivní oleje

Cílem této kapitoly je prezentovat přístupy jakými je možné určovat kritériální hodnoty diagnostických parametrů. V **kapitolách 6.1 a 6.2** je uvedeno několik norem, podle kterých je možné hodnotit perspektivní oleje. Jelikož je mezi požadavky v některých případech podstatný rozdíl, snaží se autor zpracovat ucelený přehled parametrů odpovídající řazení v Tab. 16 a Tab. 17, kde jsou uvedeny hodnoty pro nové a použité minerální oleje dle ČSN.

Autor si neklade za cíl pevně určit kritériální hodnoty parametrů perspektivních olejů, jelikož se jedná o složitou a komplexní problematiku, kdy je potřeba zahrnout dlouholeté zkušenosti s provozem zařízení, výkon daného transformátoru, jeho procentuální vytíženost, druh použité kapaliny, způsob chlazení atd. Autor chce pouze uvést možné přístupy, které prezentuje na každém vybraném parametru a které bude možné v počátcích aplikace perspektivních olejů ve výkonových či distribučních transformátorech používat jako výchozí bod a potažmo pro zpřesnění limitních hodnot. Jako základní degradační mechanismus zrychleného stárnutí pro stanovení kritérií byla použita teplota dle IEC a IEEE norem [9], [78]. Klíčem je určit hodnoty pro použití na IEC potažmo EN normy používané v Evropských zemích. Pro určení kritériálních hodnot byly použity následující možné přístupy:

1. Jsou-li limitní hodnoty pro oba typy olejů a zvolený diagnostický parametr uvedeny v jiné zahraniční normě vycházející z měření diagnostických parametrů prostřednictvím neevropských norem (nejčastěji ASTM). Je možné realizovat matematický přepočítání hodnot vybraných parametrů pro daná jmenovitá napětí

v případě, je-li k dispozici údaj pro vybraný parametr z EN normy. Jedná se o čistě matematickou operaci, proto je třeba rovněž porovnat hodnoty perspektivních olejů s experimentálními výsledky jiných autorů a vlastních experimentů.

2. Použití norem IEC popř. EN pro minerální oleje v případě, že oleje na bázi přírodních esterů vykazují v příslušném parametru stejné nebo velice podobné charakteristiky během tepelné expozice. Pokud nejsou výsledky k dispozici, je potřeba provést experiment tepelné expozice pro teplotu alespoň 110 °C za přístupu vzduchu, či vyšší teplotu bez přístupu vzduchu.
3. Na základě vlastního experimentálního šetření provést dlouhodobé tepelné stárnutí za stejných podmínek alespoň pro tři velikosti teplot a v pravidelných intervalech provádět měření diagnostikovaného parametru pro minerální i perspektivní olej. Z životnostních křivek je poté potřeba vybrat vhodné kritérium, např. aplikací limitní hodnoty z normy IEC na křivku minerálního oleje a pro vybranou vyšší teplotu (nejlépe s ohledem na hodnotu relativní rychlosti stárnutí, viz **kapitola 3.1**) určit limitní hodnoty perspektivního oleje tak, aby pro uvedenou teplotu dosahoval stejné nebo podobné životnosti.
4. Z vlastního experimentu zrychleného stárnutí minerálního i perspektivního oleje pro jednu teplotu v případě, že je známo kritérium dle IEC/EN pro minerální olej.
5. Dlouhodobými zkušenostmi s používáním kapalin v transformátoru a pravidelných diagnostických šetřeních.

6.3.1 Elektrická pevnost

Jedná se o parametr, ve kterém dosahují minerální i perspektivní oleje podobných vlastností i podobných změn během tepelné expozice, v případě hermeticky uzavřených systémů. Navíc v důsledku polymerace a peroxidace lipidů, kdy dochází k významnému zesílení struktury oleje, může u perspektivních olejů v závislosti na množství nenasycených vazeb průrazné napětí klesat jen pozvolně (viz výsledky řepkového oleje v experimentálním ověření prezentovaném v **kapitole 5**, Obr. 10).

Porovnání norem IEEE Std C57.147-2008 [119] pro hodnoty průrazného napětí minerálních olejů a olejů na bázi přírodních esterů ukazuje, že jsou pro oba oleje použita identická kritéria v rámci jednotlivých jmenovitých napětí transformátoru.

Vliv tepelné expozice při odlišných zkušebních uspořádáních na elektrickou pevnost minerálních a perspektivních olejů byly studovány např. [18], [38], [84], [86]. Výsledky uvedených výzkumů, ukazují na podobné charakteristiky i hodnoty průrazného napětí obou typů olejů během tepelné expozice. Z tohoto důvodu se autor přiklání k využití kritériálních hodnot pro nové i použité minerální oleje dle ČSN EN, viz Tab. 16 a Tab. 17.

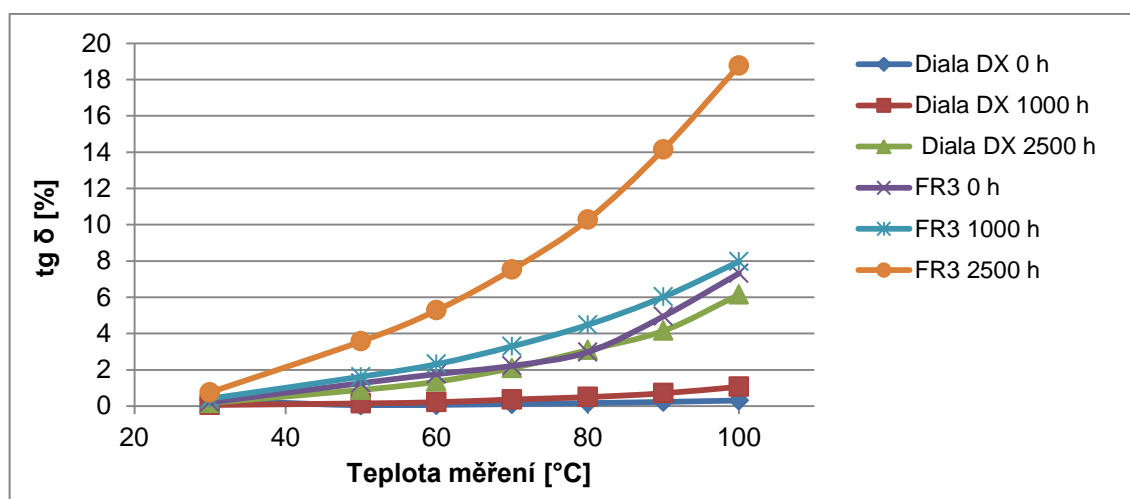
6.3.2 Obsah vody

Obsah vody dosahuje u perspektivních olejů významně vyšších hodnot než u minerálních olejů. V experimentech, kde se měřením obsahu vody v olejích zabývaly [84], [94], bylo zjištěno, že může obsah vody u perspektivních olejů významně fluktuovat mezi 100 až 400 mg/kg v závislosti na druhu oleje. V praxi je vhodnější určovat obsah vody přímo v papírové izolaci transformátoru např. metodami kombinujícími TDS a FDS měření (např. Dirana od společnosti Omicron či IDAX 300 od Meggeru), které umožňují na základě porovnání výsledků s databází experimentálních měření určit relativní vlhkost izolace, což je pro informaci o degradaci pevné složky nejdůležitější. **Vzhledem k tomuto faktu a praktickým výsledkům získaným během několikaletého provozu malých výkonových transformátorů [125] a výsledkům v experimentu [38] se autor přiklání k možnosti ponechat kritéria pro obsah vody nezměněná z normy IEEE Std C57.106-2002 [88].**

6.3.3 Ztrátový činitel

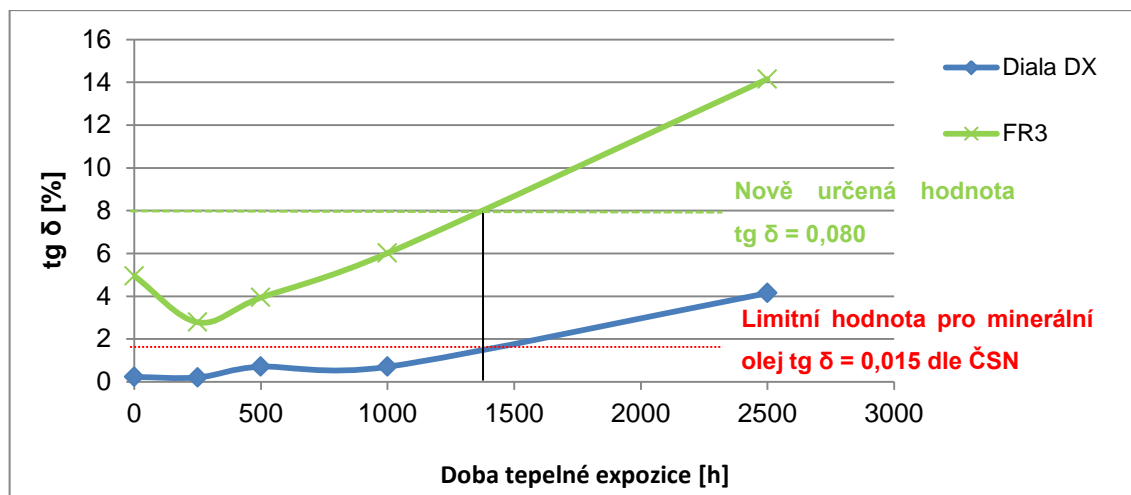
V rámci určení kritériálních hodnot ztrátového činitele $\text{tg } \delta$ pro perspektivní oleje byl proveden experiment dlouhodobé tepelné expozice pro teplotu 110 °C po dobu 2500 h (odběry v 0 h, 250 h, 500 h, 1000 h, 2500 h) při použití stejného vybavení i postupu jako v experimentu „ověření systému olej-lepenka“ v kapitole 5. Testovány byly už jen dvě kapaliny, minerální olej **Diala DX** a perspektivní olej **FR3**. Doba expozice by měla být zvolena tak, aby byla překročena vybraná kritériální hodnota pro minerální olej. U kritériálních hodnot pro použité minerální oleje stanovených dle ČSN EN 60422, nabývá $\text{tg } \delta$ hodnot v rozsahu desítek procent. Při použití minerálního oleje v transformátoru ovšem

minerální oleje dosahují po tepelné expozici hodnot $\text{tg } \delta$ setin až desetín procenta, viz Tab. 3 a Tab. 9). Proto byla jako počáteční kritérium použita limitní hodnota pro nové minerální oleje, tzn. 1,5 %. Na Obr. 20 jsou vyobrazeny výsledky experimentu měření $\text{tg } \delta$ v závislosti na teplotě pro vybrané doby expozice. Největší změna ve sledovaném parametru nastala při 2500 h u obou olejů. Naopak během tepelné expozice do 1000 h nastaly u obou olejů pouze nepatrné změny. Hodnoty $\text{tg } \delta$ významně rostly až s teplotami měření nad 60 °C. Výsledky experimentu tedy potvrzují důležitost měření ztrátového činitele i při vyšších teplotách.



Obr. 20 Teplotní závislost $\text{tg } \delta$ a jeho změna vlivem tepelné expozice při 110 °C.

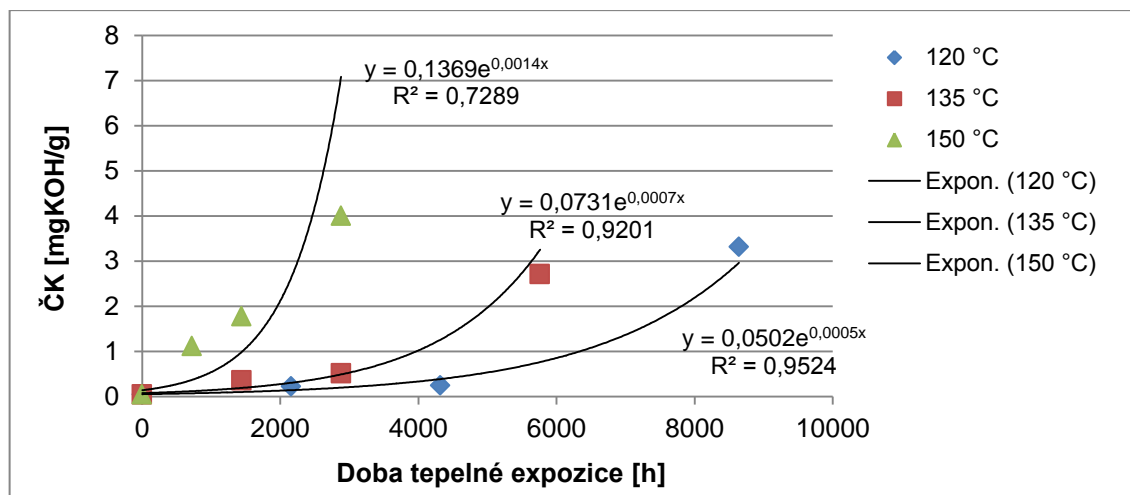
Z Obr. 21 je patrné, že pro 90 °C, což je teplota stanovená ČSN [74] pro měření olejů, jsou už více patrné změny $\text{tg } \delta$ během tepelné expozice. Na základě aplikace počátečního kritéria pro minerální olej ($\text{tg } \delta = 1,5 \%$ při 90 °C) na křivku naměřených hodnot $\text{tg } \delta$ minerálního oleje vychází, že kritériální hodnoty dosáhne přibližně v době expozice 1400 h. Uvedený čas koresponduje s hodnotu $\text{tg } \delta$ perspektivního oleje FR3, měřeného rovněž při 90 °C, 8 %. Tato hodnota bude použita jako limitní faktor pro použitelnost oleje. Vhodnost této hodnoty potvrzují rovněž další experimenty tepelné expozice uvedené např. v [69]. **Hranice mezi dobrým a vyhovujícím stavem oleje bude určena, jako 50 % doby, kdy dojde k dosažení maximální určené limitní hodnoty ($\text{tg } \delta = 8 \%$) tedy $\text{tg } \delta = 5 \%$.** Hodnota 50 % byla zvolena na základě limitní hodnoty pevnosti v tahu sloužící pro určení životnosti EIS olej-papír dle ČSN 60076-7. **Pro nové perspektivní oleje hodnota $\text{tg } \delta$ při 90 °C na základě experimentů prezentovaných v kapitole 5 a článků [17], [18] nabývá hodnot do 2 %.**



Obr. 21 Závislost $\text{tg } \delta$ minerálního a perspektivního oleje na době tepelné expozice.

6.3.4 Číslo kyselosti

Na Obr. 22 jsou uvedeny výsledky získané v rámci experimentu [38], kde probíhalo měření několika diagnostických parametrů elektroizolačních kapalin (vodivost, obsah vody, elektrická pevnost, číslo kyselosti) během tepelné expozice pro teploty 120 °C, 135 °C a 150 °C. Vzorky testovaných olejů byly uzavřeny v nádobě opatřené konzervátorem s vysoušečem. Několika měsíční expozice (12 měsíců, 8 měsíců a 4 měsíce) simulovala zátěžový cyklus výkonového transformátoru a probíhala za přítomnosti katalyzátorů (měď, křemíková ocel) a materiálů pevné složky EIS. Zátěžový cyklus se měnil pravidelně v průběhu 24 hodin. Po dobu 19 hodin byl systém vystaven příslušné degradační teplotě, poté došlo během 2 hodin k ochlazení na teplotu 70 °C, respektive 80 °C a 90 °C a následně k opětovnému ohřevu na příslušnou degradační teplotu (doba trvání 3 hodiny). Možnosti určení limitních hodnot ČK budou prezentovány právě na výsledcích tohoto experimentu (**příloha 7**). Za účelem získání kritériálních hodnot byly použity ze souboru testovaných olejů (celkem 9 vzorků minerálních a perspektivních olejů) údaje oleje řepkového (v experimentu označen jako číslo 4). Ten dosahoval nejvyšších hodnot elektrické pevnosti v porovnání s ostatními testovanými perspektivními oleji. Při výběru vhodného PO ze souboru byly rovněž zohledněny závěry získané v **kapitole 5**, které nedoporučují použití slunečnicových olejů v EIS olej-papír.

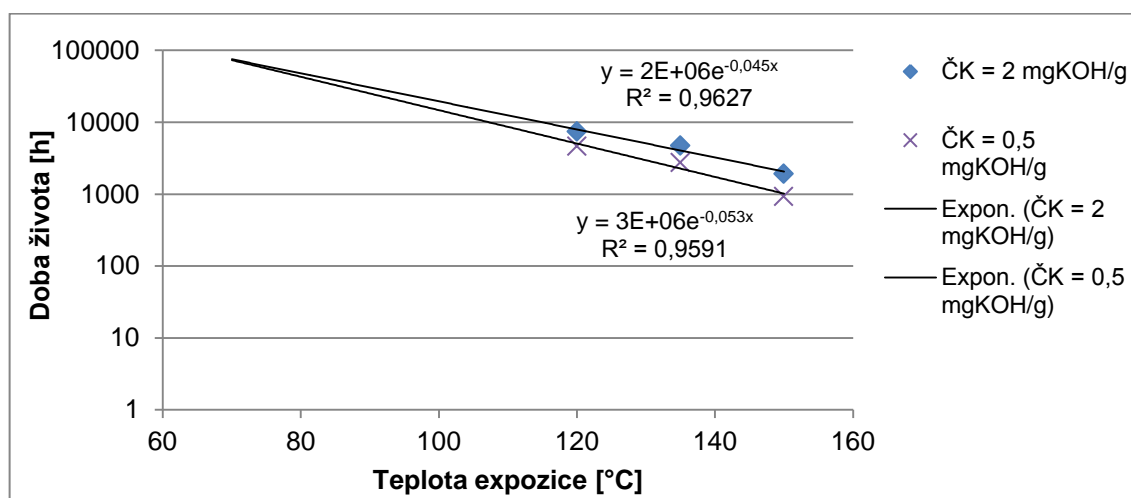


Obr. 22 Změna čísla kyselosti perspektivního oleje v závislosti na době a teplotě expozice [38].

Naměřené výsledky pro jednotlivé teploty ukazují, že s růstem teploty expozice přecházejí z exponenciálního trendu (120 °C, 135 °C) do lineárního 150 °C, což potvrzují klesající hodnoty korelačního koeficientu R^2 proložených křivek s rostoucí teplotou. Podle charakteru dat lze uvažovat, že při nízké degradační teplotě bude mít průběh ČK v závislosti na době expozice rovněž lineární charakter. Uvedená nízká teplota již nebude mít významný vliv na rozklad EIS potažmo jeho dílčí složky a EIS tedy bude disponovat z tohoto úhlu pohledu nekonečnou (několika tisíci hodinovou) životností. Nejvyšší hodnota ČK **4 KOHmg/g** byla změřena po 4 měsíční degradaci (2880 h) při teplotě 150 °C. Uvedená teplota odpovídá relativní rychlosti stárnutí V (viz kapitola 3.1) pro EIS s perspektivními oleji 5,08 (40,6 pro minerální olej). Tento interval tedy matematicky odpovídá provozu transformátoru s PO po dobu 20 měsíců při teplotě 130 °C (hot-spot teplota pro EIS perspektivní olej – papír). Proložením naměřených dat pro teploty 120 °C a 135 °C exponenciální náhradou zjistíme dobu tepelné expozice potřebnou pro dosažení maximální hodnoty **4 KOHmg/g**. Vyjádřením procentuální změny času pro jednotlivé hodnoty ČK, kde hodnota **4 KOHmg/g** odpovídá 100% době expozice pro vybranou teplotu a počáteční hodnota ČK **0,044 KOHmg/g** je dosažena při 0% době expozice. Na základě toho je možné určit, do jakých intervalů nastane největší změna parametru. Doba odpovídající 50 % doby dosažení maximální hodnoty ČK při teplotě 130 °C (v případě experimentu je možné brát jako hodnotu hot-spot teploty s relativní rychlostí stárnutí $V = 1$), která pro naměřené hodnoty koresponduje s velikostí ČK = **0,5 KOHmg/g**. Hodnota hot-spot teploty byla vybrána především ze dvou důvodů. Zaprvé leží v oblasti měřených hodnot a zároveň jsou známe

údaje, s jakou rychlostí způsobuje rozklad EIS s perspektivním olejem [103]. Hodnota $\check{C}K = 0,5 \text{ KOHmg/g}$ odpovídá hranici, kdy dochází u křivek $\check{C}K$ pro tepelnou expozici $120 \text{ }^\circ\text{C}$ a $135 \text{ }^\circ\text{C}$ pouze k pozvolnému růstu. Uvedená hodnota tedy bude použita jako hranice mezi dobrým a vyhovujícím stavem oleje. Dále už je patrný strmý růst $\check{C}K$ s malou změnou doby expozice. Jako limitující faktor byla použita 80 % hodnota této doby opět určená pro teplotu $130 \text{ }^\circ\text{C}$, která odpovídá $\check{C}K = 1,8 \text{ mgKOH/g}$. Pro účely kritéria se zaokrouhlí směrem nahoru na 2 mgKOH/g , což odpovídá také hodnotě doporučené v ČSN 61203.

Na křivce odolnosti působícímu namáhání (Obr. 23) dopočítané pro určená kritéria ($\check{C}K = 0,5 \text{ KOHmg/g}$ a $2,0 \text{ KOHmg/g}$) byla provedena aproximace exponenciálním rozdělením pro určení předpokládané životnosti v oblasti nižší provozní teploty EIS s PO. Lze předpokládat, že prezentovaný přístup k určení $\check{C}K$ platí pouze pro určité teploty, kdy existuje hranice, pod kterou EIS již nebude degradován a bude dosahovat maximální možné životnosti. Uvedená teplota by mohla ležet v oblasti okolo $70 \text{ }^\circ\text{C}$, kde se exponenciální náhrady protínají. Pro EIS s perspektivními oleji odpovídá teplota $70 \text{ }^\circ\text{C}$ nízké relativní rychlosti stárnutí $V = 10^{-3}$.

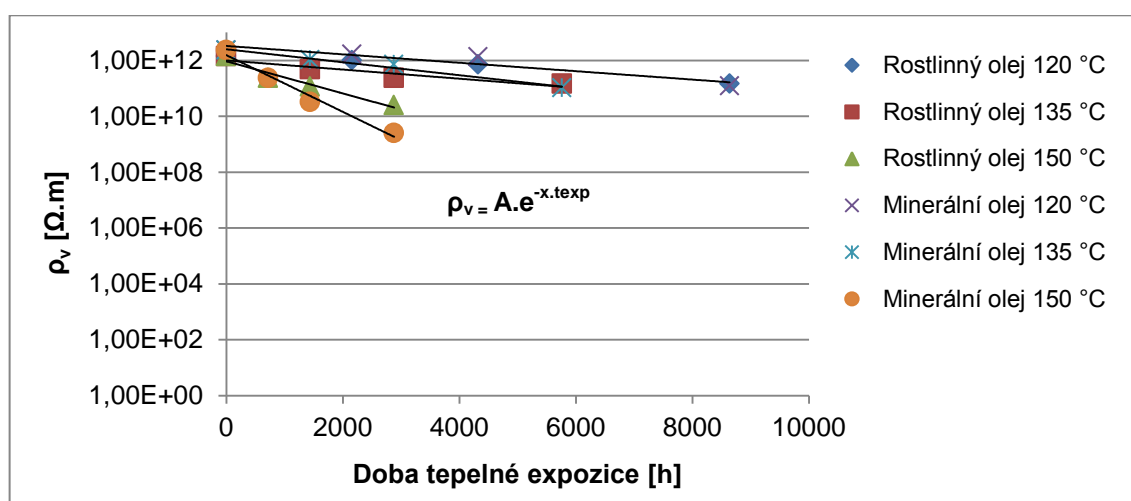


Obr. 23 Křivky odolnosti působícímu namáhání perspektivních olejů sestavené pro vybrané kritériální hodnoty [38].

6.3.5 Vnitřní rezistivita

Jelikož v případě měření rezistivity indikuje nízká hodnota ρ_v při teplotě $20 \text{ }^\circ\text{C}$ významnou degradaci (příloha 3, Obr. 47), byl limit určen právě pro tuto teplotu. Limitní hodnota byla experimentálně stanovena prostřednictvím výsledků získaných v rámci experimentu [38] (příloha 7), kdy došlo k měření vodivosti olejových vzorků během tepelné

expozice pro teploty 120 °C, 135 °C, 150 °C. Bližší specifikace experimentu jsou uvedeny v podkapitole určení kritérií pro číslo kyselosti. Na základě výsledků pro vybrané oleje (naftenický vysoce kvalitní minerální olej se stopovou příměsí inhibitoru a řepkový rostlinný olej) byly sestaveny závislosti doby tepelné expozice na velikosti vnitřní rezistivity při 20 °C, viz Obr. 24. Pro nejnižší teplotu expozice 120 °C byly hodnoty vnitřní rezistivity nejvyšší u minerálního oleje. S rostoucí expoziční teplotou T_{exp} začala jeho hodnota rezistivity v porovnání s perspektivními oleji významně klesat, pravděpodobně v důsledku rozkladu vazeb mezi dílčími uhlovodíkovými řetězci. Jednotlivé průběhy byly proloženy exponenciálním rozdělením. Výsledky jsou uvedeny v Tab. 22.

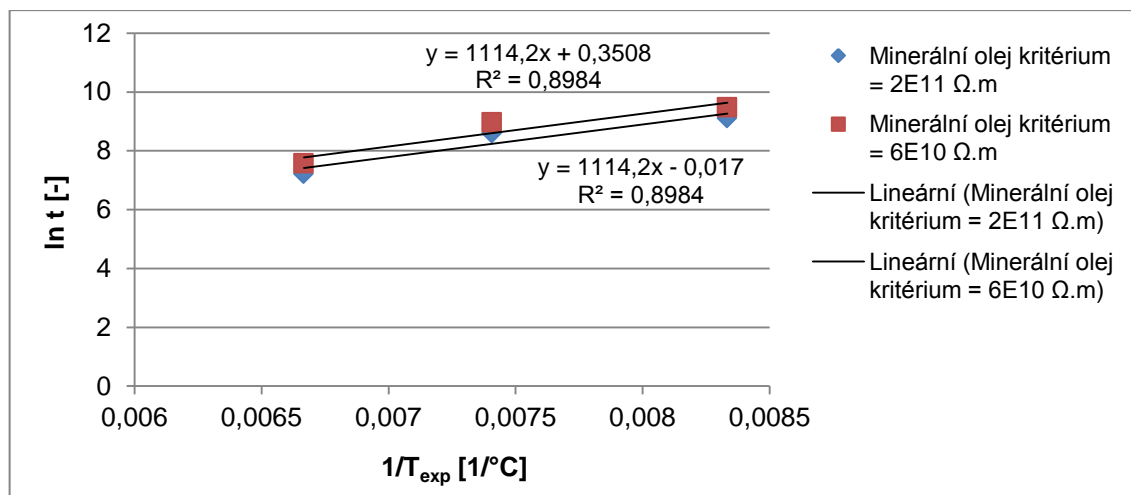


Obr. 24 Závislost vnitřní rezistivity olejových vzorků na době tepelné expozice [38].

Tab. 22 Parametrizace exponenciálního modelu pro naměřené výsledky.

Olej	Teplota degradace [°C]	Parametr exponenciálního rozdělení	
		A	x
Řepkový	120	$2 \cdot 10^{12}$	0,0003
	135	$1 \cdot 10^{12}$	0,0004
	150	$9 \cdot 10^{11}$	0,0010
Minerální	120	$3 \cdot 10^{12}$	0,0003
	135	$3 \cdot 10^{12}$	0,0005
	150	$2 \cdot 10^{12}$	0,0020

Pro kritériální hodnoty vnitřní rezistivity z ČSN EN 60422 pro transformátory se jmenovitým napětím ≤ 170 kV (60 GΩ.m) a pro ≥ 170 kV (200 GΩ.m) byly sestaveny křivky odolnosti působícímu namáhání (Obr. 25). Exponenciální proložení získaných křivek ukazuje téměř identický sklon pro obě zvolené kritériální hodnoty. Perspektivní oleje dosahují pro zvolená kritéria přibližně třikrát nižší životnosti v závislosti na degradační teplotě (Tab. 23).



Obr. 25 Křivka odolnosti tepelnému namáhání minerálního oleje pro zvolená kritéria.

Kritéria pro perspektivní olej jsou vybrána na základě aproximace křivek odolnosti teplotnímu namáhání minerálních olejů pro uvedená kritéria dle ČSN. Základním předpokladem bylo, že minerální oleje podle výsledků (Obr. 24) méně degradují pod teplotou 150 °C, zatímco perspektivní oleje mají podle rovnice exponenciálního proložení kratší životnost do 150 °C a poté už dosahují vyšších hodnot než minerální oleje. Předpoklad, že při dlouhodobé degradaci při teplotě 150 °C dosahují perspektivní oleje stejných výsledků jako minerální oleje, podporují i výsledky experimentů na jiných pracovištích [91].

Tab. 23 Předpokládané životnosti oleje v závislosti na expoziční teplotě pro kritéria zvolená dle ČSN EN 60422.

Un [kV]	Kritérium vnitřní rezistivity $\rho_v [\Omega.m]$	T [°C]	Minerální olej životnost [h]	Perspektivní olej životnost [h]
≥ 170 kV	$6,00 \cdot 10^{10}$	90	103436,00	48620,71
		110	29340,03	18247,89
		130	8322,42	6848,64
		150	2360,69	2570,37
$\geq 72,5$ kV ≤ 170 kV	$2,00 \cdot 10^{11}$	90	68957,31	46502,90
		110	19560,02	15792,18
		130	5548,29	5362,95
		150	1573,79	1821,24

Předpokládaná životnost perspektivního oleje byla vypočtena pro teplotu, která odpovídá relativní rychlosti stárnutí $V = 1$ minerálního i perspektivního oleje v kombinaci s pevnou složkou, tedy 110 °C, respektive 130 °C. Matematicky byly doloženy hodnoty vnitřní rezistivity perspektivního oleje, které mají stejnou hodnotu životnosti pro uvedené teploty

jako oleje minerální. Pro výpočet byl použit postup, který vychází z neměnné velikosti aktivační energie během tepelné expozice (pro různé teploty) a je následující:

- 1) Vybrat kritériální hodnotu minerálního oleje dle ČSN.
- 2) Pro kritérium provést grafické vyjádření hodnot, kde na ose x bude $1/T_{\text{exp}}$ a na ose y bude $\ln t$ (viz Obr. 25). Lineárním proložením získaných bodů vznikne rovnice ve tvaru $y = x \cdot A + B$. Pro uvedené osy platí, že $\ln t = 1/T_{\text{exp}} \cdot A + \ln B$, kde $\ln B$ udává sklon přímky, který by měl dosahovat stejných hodnot pro libovolnou teplotu expozice.
- 3) Vybrat teplotu expozice (nejlépe hodnoty korespondující s hodnotou relativní rychlosti stárnutí 1), pro kterou bude vypočtena doba, kdy minerální olej dosáhne daného kritéria.
- 4) Provedení bodu 1) a 2) tentokrát pro studovaný perspektivní olej, za účelem zjistit sklon přímky.
- 5) Z lineární náhrady perspektivního oleje se dopočte sklon přímky $\ln B$ ze známé doby dosažení kritéria (bod 3). Poté se dopočte očekávaná doba dosažení kritéria pro všechny tři expoziční teploty. Vypočtené doby se dosadí do vztahu exponenciálních náhrad (viz Obr. 24 a Tab. 22). Teoreticky by měly být dopočítané hodnoty ρ_v všech tří expozičních teplot stejné. Prakticky se ovšem mohou částečně lišit, proto je vhodné brát jako výsledek hodnotu ρ_v vypočtenou pro exponenciální náhradu s nejvyšším korelačním koeficientem R^2 .

Výsledkem jsou limitní hodnoty v Tab. 24. V případě kritérií zvolených pro teplotu 130 °C byly dosaženy parametry, které jsou velice podobné těm pro minerální oleje. Perspektivní oleje dosahují až o dva řády nižších hodnot než oleje minerální, proto byla vybrána kritéria pro teplotu 110 °C, tedy 40 GΩ.m pro transformátory se jmenovitým napětím > 170 kV a 10 GΩ.m pro menší jmenovitá napětí. Vhodnost uvedených kritérií potvrdil i provedený experiment v kapitole 6, kdy byla rezistivita měřena při 90 °C, a pro pokojovou teplotu lze u naměřených výsledků uvažovat hodnoty až o řád vyšší.

Tab. 24 Vypočtené limitní hodnoty perspektivních olejů pro teploty 110 °C a 130 °C.

Teplota korespondujících životnostních křivek [°C]	Minerální olej		Perspektivní olej	
	$\geq 72,5 \text{ kV} \leq 170 \text{ kV}$	$\geq 170 \text{ kV}$	$\geq 72,5 \text{ kV} \leq 170 \text{ kV}$	$\geq 170 \text{ kV}$
	Vnitřní rezistivita ρ_v [Ω.m]			
110	$6,00 \cdot 10^{10}$	$2,00 \cdot 10^{11}$	$1,00 \cdot 10^{10}$	$4,00 \cdot 10^{10}$
130	$6,00 \cdot 10^{10}$	$2,00 \cdot 10^{11}$	$4,00 \cdot 10^{10}$	$1,00 \cdot 10^{11}$

Alternativně by bylo ještě možné určit hodnotu životnosti pro kritéria minerálních olejů dle ČSN při teplotě 110 °C a určit limitní hodnoty, pro které by stejné hodnoty životnosti dosáhl perspektivní olej při 130 °C. U analyzovaných dat ovšem uvedený postup vedl k významným rozdílům vypočtených hodnot pro uvedené teploty měření, proto byly limity určeny jako aritmetický průměr pro všechny tři teploty měření. Výsledné limity byly nižší než jednotky GΩ.m (5 MΩ.m, respektive 0,2 GΩ.m) a tedy dle názoru autora a norem pro limity minerálních a perspektivních olejů [74], [88], [110], [111] příliš nízké na aplikaci ve výkonovém transformátoru.

6.3.6 Viskozita

Autoři [128] experimentálně měřili velikost hot-spot teploty ve výkonovém transformátoru 15 MVA (154 kV) naplněným nejdříve minerálním olejem a poté perspektivním olejem na bázi přírodních esterů. Výsledky ukázaly, že PO dosahují v porovnání s minerálními oleji přibližně o 5 °C vyšší teploty horní vrstvy oleje a o 23 °C vyšší hot-spot teplotu vinutí. Jelikož je rozdíl mezi hot-spot teplotami, které korespondují pro oba oleje s hodnotou relativní rychlosti stárnutí 1 (110 °C, resp. 130 °C) taktéž 20 °C (viz **kapitola 3.1**), není potřeba při aplikaci olejů s vyšší viskozitou provádět dodatečné úpravy chlazení transformátoru. Transformátory s perspektivními oleji jsou tedy sice více tepelně namáhány, ale zároveň zajišťují pevné složce EIS adekvátně zvýšenou tepelnou odolnost. Hodnota viskozity použitého oleje byla stanovena tak, aby odpovídala co nejvíce hodnotě oleje nového. **Významné zvyšování viskozity perspektivních olejů je úzce spojeno s oxidací během tepelné degradace, jak prokázaly výsledky viskozity v experimentu v kapitole 5 (Tab. 13), kdy hodnota oleje FR3 dosahovala 48,86 mm²/s. V případě experimentů autora [112] s uzavřenou nádobou a katalyzátory docházelo při teplotě 140 °C ke změně viskozity přibližně o 6 mm²/s (z 36 mm²/s na 42 mm²/s) za 1500 hodin tepelné expozice. S ohledem na počáteční hodnoty viskozity perspektivních olejů a uvedené experimenty se autor klání k hodnotě doporučené IEEE Std C57.147-2008 tedy 50 mm²/s. Dosazením uvedené hodnoty do vztahu (příloha 3 rovnice (3-5)) nastává snížení chladicího kritéria o ¼.**

6.4 Shrnutí

Na jednotlivých parametrech byly prezentovány způsoby, jakými lze přistupovat ke stanovení parametrů perspektivních olejů pro EN normy. Nejlepší je uvedených pět postupů (**kapitola 6.3**) kombinovat. U každého parametru je nejvhodnější provést počáteční rešerši, aby byly patrné nejběžnější hodnoty, kterých může nabývat, za jakých podmínek (teplota a frekvence měření) a jak významný je rozdíl oproti minerálním olejům. Pro vybrané parametry byly prezentovány možnosti určení limitních hodnot. Dosažené výsledky jsou uvedeny v Tab. 25 pro nové perspektivní oleje a v Tab. 26 pro oleje již použité v transformátoru.

Tab. 25 Návrh limitů nových perspektivních olejů pro použití v transformátorech.

Parametr	Norma	Hodnoty pro jednotlivé napěťové třídy (kategorie)		
		< 72,5 kV (C)	≥ 72,5 kV ≤ 170 kV (B)	> 170 kV (A,O)
Průrazné napětí na 2,5 mm [kV]	ČSN EN 60156	> 55	> 60	> 60
Ztrátový činitel při 90 °C [-]	ČSN EN 60247	≤ 0,02	≤ 0,02	≤ 0,02
Rezistivita při 20 °C [GΩ.m]	ČSN EN 60247	> 60	> 60	> 60
Rezistivita při 90 °C [GΩ.m]	ČSN EN 60247	≥ 6	≥ 6	≥ 6
Číslo kyselosti [mg _{KOH} /g _{oleje}]	ČSN EN 62021-1	≤ 0,1	≤ 0,1	≤ 0,1
Obsah vody [mg _{H2O} /kg]	ČSN EN 60814	< 300	< 150	< 100
Kinematická viskozita při 40 °C [mm ² /s]	ČSN ISO 3104	≤ 45	≤ 45	≤ 45

Hodnoty požadované od nových perspektivních olejů byly určeny z katalogových listů (Tab. 3), experimentálních měření nových vzorků perspektivních olejů (Tab. 13) a EN norem pro minerální oleje [74]. **Hodnoty průrazného napětí pro nové perspektivní oleje byly převzaty právě z uvedené normy ČSN EN 60422. Hodnoty ztrátového činitele a vnitřní rezistivity nových perspektivních olejů při 90 °C byly vybrány na základě výsledků experimentů v Tab. 3 a Tab. 13. Zde dosahují perspektivní oleje hodnot $\text{tg } \delta \leq 0,02$ a $\rho_v \geq 6 \text{ G}\Omega\cdot\text{m}$ (o řád nižší než doporučuje ČSN EN 60422 pro minerální oleje).** Limitní hodnoty vnitřní rezistivity pro teplotu 20 °C byly stanoveny podle charakteristik vnitřní rezistivity suchých olejů v závislosti na teplotě měření, prezentovaných v Obr. 47 kdy je rozdíl mezi hodnotami přibližně jeden řád. Číslo kyselosti nových perspektivních olejů bylo opět zvoleno s ohledem na výsledky experimentů v **kapitole 6** (Tab. 13) a katalogových listů

olejů Biotemp a FR3. Hodnoty obsahu vody byly převzaty vzhledem k výsledkům jeho měření pro různé perspektivní oleje, doby tepelné expozice a zkušební podmínky [38], [84], [94], [125], z normy IEEE Std C57.147-2008. Jelikož některé perspektivní oleje (např. Biotemp viz Tab. 3) prakticky používané v distribučních a malých výkonových transformátorech dosahují v počátečním stavu **hodnot viskozity nad 40 mm²/s při teplotě měření 40 °C**, přitom ostatní parametry má srovnatelné s olejem na bázi přírodních esterů FR3 (viskozita do **35 mm²/s** při teplotě měření 40 °C), bylo zvoleno vyšší kritérium viskozity pro nové oleje **45 mm²/s**.

U většiny parametrů se „dobrý“ stav perspektivního oleje používaného v transformátoru odvíjí od hodnoty oleje nového, podobně jako v případě normy ČSN EN 60422 zaměřené na minerální oleje. Výjimky tvoří pouze číslo kyselosti, ztrátový činitel, kde byly počáteční hodnoty kritérií určeny prostřednictvím přístupů uvedených v příslušných **podkapitolách (6.3.3 a 6.3.4)**. Další změny jsou u průrazného napětí a vnitřní rezistivity spadající do kategorie B. Zde jsou respektovány v normě ČSN EN 60422 doporučené nižší limitní hodnoty určující „dobrý“ stav oleje. U průrazného napětí byla převzata hodnota přímo z normy, zatímco v případě vnitřní rezistivity byl použit přepočtený poměr mezi limity minerálního oleje pro kategorii O, A a B (Tab. 17) který je roven 3,33 periodických. To odpovídá při zaokrouhlení směrem nahoru hodnotě **20 GΩ.m** pro perspektivní oleje v kategorii B. Limitní kritéria pro „špatný“ stav oleje byla uvedena v podkapitolách daných parametrů a přechod mezi nimi a „dobrymi“ stavy vytváří rozmezí pro stavy „vyhovující“.

Tab. 26 Návrh limitů pro perspektivní oleje použité v transformátorech.

Parametr	Jmenovité napětí (Kategorie)	Doporučený limit pro provedení opatření		
		Dobrý	Vyhovující	Špatný
Průrazné napětí na 2,5 mm [kV]	≥ 170 kV (A,O)	> 60	50 až 60	< 50
	≥ 72,5 kV ≤ 170 kV (B)	> 50	40 až 50	< 40
Obsah vody při 20 °C [mg _{H2O} /kg]	≥ 170 kV (A,O)	< 100	100 až 150	> 150
	≥ 72,5 kV ≤ 170 kV (B)	< 150	150 až 200	> 200
Číslo kyselosti [mg _{KOH} /g _{oleje}]	≥ 170 kV (A,O)	< 0,50	0,50 až 2	> 2
	≥ 72,5 kV ≤ 170 kV (B)	< 0,50	0,50 až 2	> 2
Ztrátový činitel při 90 °C [-]	≥ 170 kV (A,O)	< 0,05	0,05 až 0,08	> 0,08
	≥ 72,5 kV ≤ 170 kV (B)	< 0,05	0,05 až 0,08	> 0,08
Rezistivita při 20 °C [GΩ.m]	≥ 170 kV (A,O)	> 60	60 až 40	< 40
	≥ 72,5 kV ≤ 170 kV (B)	> 20	20 až 10	< 10
Kinematická viskozita při 40 °C [mm ² /s]	≥ 170 kV (A,O)	< 45	45 až 50	> 50
	≥ 72,5 kV ≤ 170 kV (B)	< 45	45 až 50	> 50

U experimentů zrychleného tepelného stárnutí se osvědčily teploty degradace nad teplotou korespondující s relativní rychlostí stárnutí 1. Důležitost teploty se zvyšuje v případě hermeticky uzavřených testovacích systémů, kdy je olej potažmo celý EIS degradován jen teplotou, a proto je potřeba aplikovat její vyšší hodnoty ($> 120\text{ °C}$). Nejrychlejším způsobem experimentálního získání limitní hodnoty pro perspektivní oleje byl experiment tepelné expozice pro teplotu 110 °C , kdy došlo působením oxidace rovněž k chemické degradaci, která přispívá k deterioraci elektroizolačního oleje a pomáhá nalézt v relativně krátkém časovém úseku (2500 h) limit diagnostikovaného parametru.

7 Vliv elektrické degradace na EIS olej-papír

Aplikace perspektivních olejů ve výkonovém transformátoru může ovlivnit výstupní chování systému vlivem elektrické degradace, především z důvodu odlišných hodnot relativní permitivity perspektivních a minerálních olejů. Je tedy důležité popsat odlišnosti chování EIS olej-papír pro uvedené druhy kapalin. V rámci experimentální části bylo provedeno několik dílčích experimentů zaměřených na studium vybraných vlastností EIS olej-papír z pohledu elektrické degradace. Experimenty lze dle zaměření rozdělit na dvě etapy.

- **Elektrická degradace síťovou frekvencí** – byla zaměřena na hodnocení vlivu elektrické degradace při síťovém kmitočtu na EIS olej-papír s vybraným minerálním a perspektivním olejem, které dosáhly nejlepších výsledků v experimentu prezentovaném v **kapitole 5**.
- **Elektrická degradace VF pulzním střídavým napětím** – byla zaměřena na kvantifikaci vlivu degradace střídavým pulzním napětím o několikanásobně vyšší frekvenci, než je síťová frekvence v kombinaci s tepelnou degradací na životnost EIS s perspektivním i minerálním olejem a nalezení odpovídajícího modelu stárnutí pro popis degradace.

7.1 Vliv elektrické degradace síťovou frekvencí

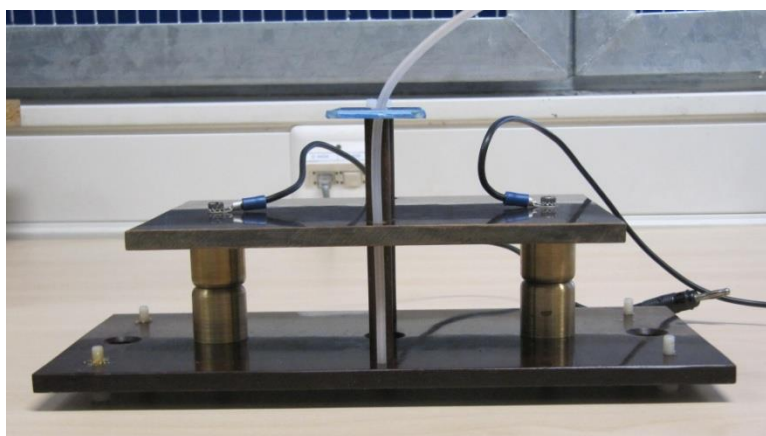
Jak bylo uvedeno výše (**kapitola 3.1**, **kapitola 5**), majoritním degradačním mechanismem v současnosti doporučovaný normami [9], [83] využívaný pro výpočet zbytkové životnosti je teplota. Jedná se o zjednodušený přístup pro operativní zjišťování zbytkové životnosti. Pro určení chování systému během provozu transformátoru pracujícími s hladinami VVN je však důležité určit rovněž i elektrickou odolnost systému, protože kapaliny na bázi přírodních esterů mohou vykazovat v kombinaci s pevnou složkou odlišné chování [13], [39], [49], [99]. Z tohoto důvodu bylo cílem experimentu kvantifikovat vliv elektrické degradace na životnost vzorků EIS olej-lepenka a stanovit rozdíl mezi použitými elektroizolačními kapalinami. Vybranými kapalinami z první fáze byl minerální olej Diala DX a olej na bázi přírodních esterů FR3. Jelikož minerální olej Diala DX nesplnil kritéria z hlediska velikosti průrazného napětí ($> 60 \text{ kV}\cdot\text{mm}^{-1}$), byla v experimentu použita nová

dodávka daného oleje. Jako materiál pevné složky byla opět použita transformátorová lepenka **Fassmann**.

7.1.1 Postup měření

Degradace prostřednictvím napětí o síťové frekvenci byla provedena v zařízení pro řízenou degradaci vzorků napětím do 24 kV/50 Hz umístěným v laboratoři FEL/KET. Základem zařízení je autotransformátor, kterým se reguluje vstupní napětí ($0 \div 24$ kV) distribuované přes hlavní rozvod VN, umístěný ve středu zkušebního prostoru zařízení, až k napěťovým elektrodám přípravku.

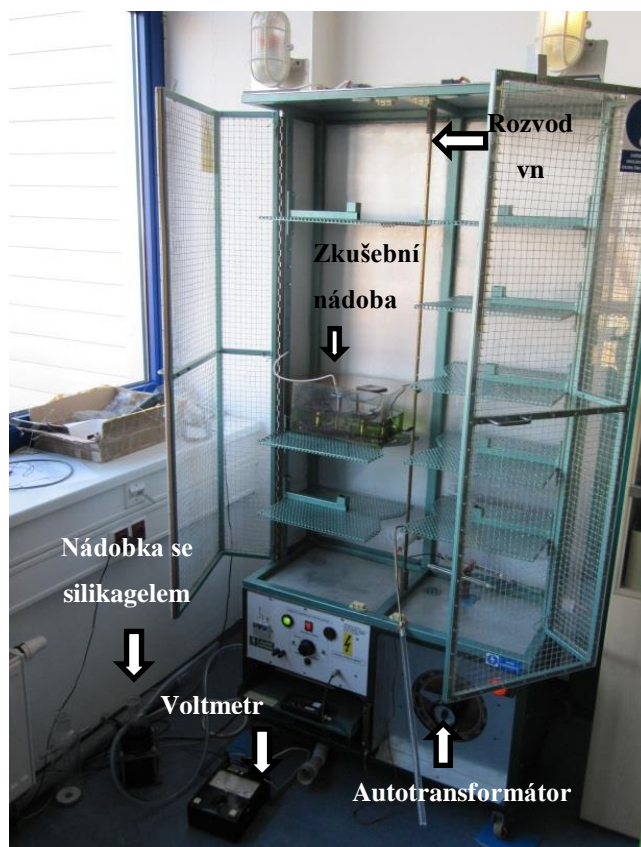
Vzorky transformátorové lepenky **Fassmann** o rozměrech 100 x 100 mm a tloušťce 0,5 mm byly nejdříve vysušeny po dobu 48 hodin při teplotě 110 °C dle normy [10], což je čtyřnásobně delší doba, než je dle uvedené normy doporučeno. Na základě tohoto poznatku lze předpokládat, že určený čas i teplota jsou vyhovující pro odvedení zbytkové vlhkosti z lepenky a zajišťují jí tak vhodné elektroizolační vlastnosti po odpovídající době potřebné pro prosycení příslušným olejem (Diala DX, FR3). To probíhalo po stejný časový interval při teplotě, která koresponduje s teplotou doporučenou pro provoz výkonových transformátorů 50 °C [9]. Vzorky byly poté uloženy do zkušebního přípravku (Obr. 26) mezi mosazné elektrody ($r = 25$ mm) našroubované do nosné konstrukce přípravku, který dvěma páry paralelních elektrod (napěťová a zemnicí) umožňuje testování dvou vzorků současně. Celá konstrukce byla během experimentu uložena ve skleněné nádobě s příslušným olejem v množství 2,5 litru. Testování probíhalo při standardních podmínkách prostředí dle ČSN 60212 [77].



Obr. 26 Elektrodotový systém pro testování plošných vzorků v oleji.

Významným problémem, ke kterému při elektrické degradaci mohlo v uvedených podmínkách docházet je oxidace a vznik nežádoucí vlhkosti v EIS olej-papír. Problém byl vyřešen dodatečnými úpravami na zařízení. Celá oblast VN zařízení, kde byla umístěna zkušební skleněná nádoba, byla utěsněna. Systém na odvod vzduchu byl upraven tak, aby byl vzduch do zařízení vháněn přes nádobku se silikagelem, kde byl vysušen a až poté vstoupil do zařízení. Nádobka se silikagelem byla pravidelně měněna.

V rámci experimentu byla měřena doba průrazu jednotlivých vzorků v závislosti na přiloženém napětí. Časy byly měřeny digitálním čítačem připojeným na měřicí výstup zařízení. Nejdříve byla nastavena velikost napětí, při které nastal průraz vzorku do 5 minut. Následně bylo napětí o jeden kV sníženo a opětovně měřeny časy do průrazu. Na každé hodnotě napětí bylo proraženo 10 vzorků. V případě, že dosažené časy průrazů tří vzorků změřené na příslušné velikosti napětí ležely ve stejném hodinovém intervalu, došlo k opakovanému snížení napětí o 1 kV. Uvedený postup byl zvolen vzhledem k předpokládanému exponenciálnímu charakteru výsledků.



Obr. 27 Uspořádání pro elektrickou degradaci vzorků VN.

Jelikož popis chování systému prostřednictvím jednofaktorových matematických modelů vyžaduje určení rozsahu intenzit elektrického pole [79], ve kterém bude platná, došlo

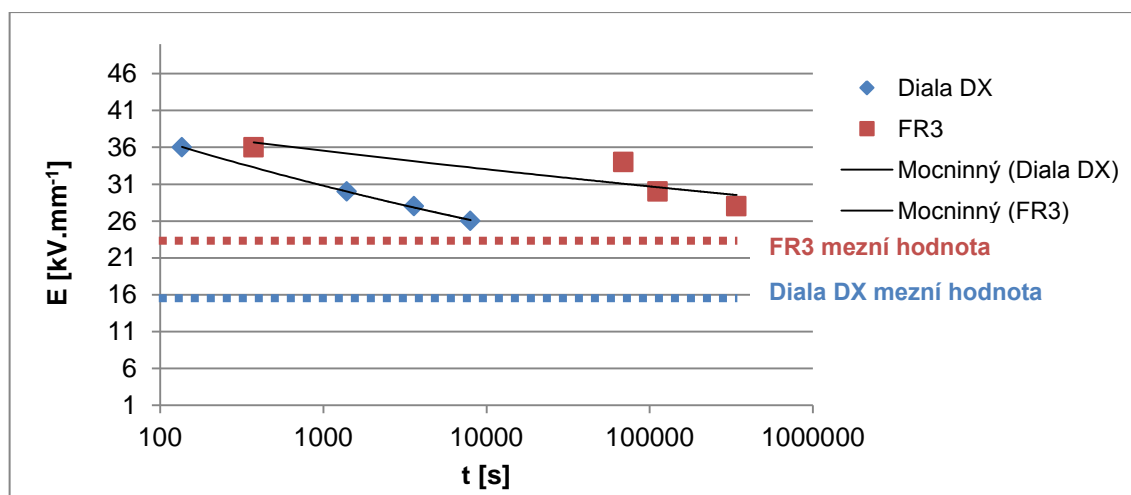
u vybraných vzorků k měření částečných výbojů. Hodnota zápalného napětí vnitřních výbojů posloužila jako kritérium označující počátek elektrické degradace (viz kapitola 4.2, Obr. 5) [129].

7.1.2 Vyhodnocení

K vyhodnocení výsledků vlivu elektrické degradace na životnost systému je možné přistoupit různými způsoby [3], [79]. Hlavním cílem je získat dostatečně výpovědischopný popis EIS namáhaného elektrickým napětím o síťové frekvenci. Četnost měření byla 10 vzorků pro každou napěťovou úroveň. Podrobnější statistické zpracování je uvedeno v příloze 4.

Na základě měření zápalného napětí částečných výbojů (příloha 4) byly pro testované oleje mezní napětí $7,97 \pm 1,17 \text{ kV}$ (EIS s Diala DX) a $11,35 \pm 0,15 \text{ kV}$ (EIS s FR3). Použijeme-li střední hodnoty zápalných napětí pro výpočet intenzity elektrického pole E , aby bylo možné výsledky vztáhnout na rozměry vzorku. Mezní hodnoty intenzit, pod kterými se již neprojevuje degradace elektrickým polem, jsou tedy $15,94 \text{ kV}\cdot\text{mm}^{-1}$ (Diala DX) a $22,70 \text{ kV}\cdot\text{mm}^{-1}$ (FR3).

Statistickou analýzou naměřených dat (viz příloha 4, Tab. 41) bylo zjištěno, že směrodatná odchylka jednotlivých souborů nabývá oproti střední hodnotě významně vysoké hodnoty, proto byly do grafické závislosti časů průrazů pro testované oleje vyneseny hodnoty mediánu dílčích souborů dat.



Obr. 28 Zobrazení vlivu elektrické degradace na čas průrazu vzorků EIS.

Porovnáním dosažených průběhů (Obr. 28) je patrné, že minerální olej vykazuje více exponenciální charakter, zatímco FR3 se více přibližuje teoretické životnostní křivce

naznačené na Obr. 5. Dosažené výsledky ukazují, že v případě vzorků lepenka – FR3 v porovnání s lepenka – Diala DX nastává v delších časech elektrochemická degradace (charakteristická pro **oblast II** viz Obr. 5). Oproti tomu vzorky lepenka – Diala DX uvedenou oblast vykazovaly až při nízkých hodnotách intenzity elektrického pole (pod $26 \text{ kV}\cdot\text{mm}^{-1}$). Časy průrazů vzorků se změnily skokově z desítek na stovky hodin.

V Tab. 27 jsou uvedené parametry pro použité matematické modely (rovnice (3.2-1) a (3.2-2)). Z korelačního koeficientu R^2 je patrné, že uvedené modely vnášejí do výpočtu předpokládané životnosti pro vybranou elektrickou intenzitu určitou méně či více významnou nejistotu. Největší přesnost vykazovaly oba modely pro vzorky v minerálním oleji. Jako nejvhodnější model byl určen u vzorků EIS s olejem Diala DX model mocninný a s olejem FR3 model exponenciální.

Tab. 27 Parametrizace jedno-faktorových modelů elektrického stárnutí.

Olej	Exponenciální model			Mocninný model		
	a	b	R^2	k	n	R^2
Diala DX	$3,00 \cdot 10^8$	$4,08 \cdot 10^{-1}$	0,999	$7,00 \cdot 10^{21}$	$1,27 \cdot 10^1$	0,999
FR3	$2,00 \cdot 10^{14}$	$7,05 \cdot 10^{-1}$	0,723	$4,00 \cdot 10^{37}$	$2,20 \cdot 10^1$	0,705

Pro vyhodnocení naměřených hodnot byl použit i statistický přístup ve formě Weibullova rozdělení o dvou parametrech η a β (**příloha 4**) a z nich dopočtené střední doby do poruchy **MTTF**.

Porovnání výsledků získaných prostřednictvím statistických a matematických modelů (Tab. 28) se ukazuje, že hodnotě **MTTF** jsou nejbližší výsledky vypočítané prostřednictvím exponenciálního modelu.

Tab. 28 Porovnání výsledků elektrických modelů stárnutí se statistickými pro vybrané napětí 15 kV.

Olej	E [$\text{kV}\cdot\text{mm}^{-1}$]	t exponenciální model [h]	t mocninný model [h]	MTTF [h]
Diala DX	30	0,403	0,401	0,439
FR3	30	36,258	30,903	34,403

Nevýhodou statistických modelů je, že mají platnost pouze pro určitý rozsah zkušebních napětí a je obtížné určit jakou životnost bude mít vzorek pro neměřenou velikost napětí. Existují komplexnější statistické metody využívající Weibullovo rozdělení, jenž se snaží na

základě znalosti chování elektrického pole odhadnout předpokládanou životnost jako např. Monstinger [79].

Výhodou aplikace statistického modelu je údaj střední doby do poruchy pro konkrétní hodnotu intenzity. Tak lze získat důležité předpoklady o chování systému. Nevýhodou je, že pro ostatní intenzity, je odhadovaný čas odolnosti EIS vůči studovanému mechanismu poněkud nepředvídatelný. Na základě charakteristiky dalšího statistického parametru β nebyly pozorovány další trendy.

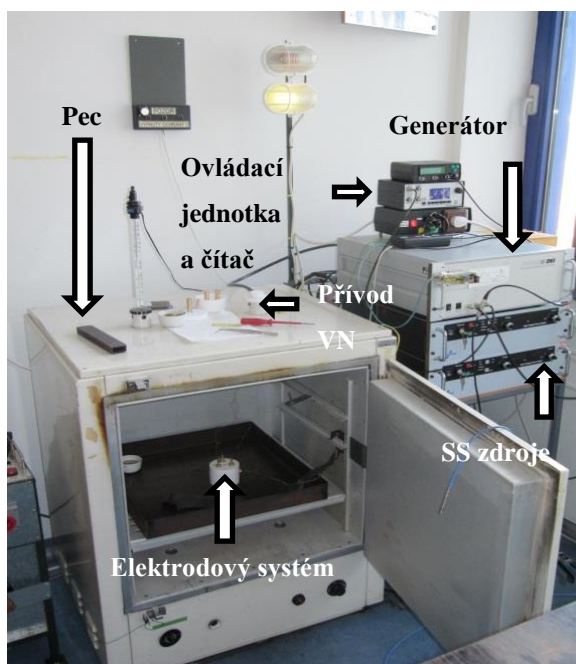
7.2 Vliv elektrické degradace VF pulzním střídavým napětím

Cílem druhé fáze bylo kvantifikovat vliv elektrické degradace obdélníkovým VF a tepelné degradace na životnost EIS olej-papír. V **příloze 6** jsou uvedeny možnosti degradace EIS transformátoru elektrickým napětím o různých tvarech a frekvencích vlivem provozních, technologických a údržbových operacích. Jedná se zejména o vliv výkonových měničů, které mohou neočekávaným způsobem ovlivnit predikci životnosti transformátoru. Testování bylo provedeno na základě normy ČSN EN 602068-1: „Elektrická namáhání vyvolaná opakovanými impulzy“. Experiment se skládal z elektrické degradace vzorků EIS olej-papír rychle spínanými, střídavými, obdélníkovými pulzy s vysokou frekvencí a strmostí náběžné hrany. Degradace byla provedena pro různá napětí a teplotní úrovně. Za účelem zjistit rozdíly mezi VF pulzní a sinusovou elektrickou degradací, bylo pro vybranou teplotní úroveň provedeno měření vzorků sinusovým napětím 50 Hz.

7.2.1 Postup měření

Elektrická degradace napěťovými pulzy s náběžnou hranou 105 ns (rychlost spínání odpovídá nejrychlejším spínacím výkonovým IGBT tranzistorům) a frekvencí 10 kHz při teplotě 30 °C, 70 °C a 110 °C probíhalo v reaktoru z teflonu (průměr 83 mm, výška 55 mm) na vzorcích tepelně upraveného papíru **22 HCC Dennison** o rozměrech 2,5 mm x 2,5 mm x 0,08 mm. Pro kondicování vzorků byl zvolen stejný postup jako v případě sinusového namáhání (viz **kapitola 7.1.1**). Tři zkušební mosazné elektrody o průměru 10 mm byly umístěny v reaktoru tak, aby vytvářely rovnoarmenný trojúhelník s konstantní vzdáleností 35 mm. Tři čtvrtiny nádoby reaktoru byly vyplněny testovaným olejem, aby v něm byly všechny vzorky řádně ponořeny. Samotný elektrodový systém byl po celou dobu elektrického namáhání v horkovzdušné peci **Heraeus** s teplotním rozsahem 30 °C až 250 °C. Pro měření byl použit

pulzní generátor **DEI PVX 4110**. Napětí dodávaly dva stejnosměrné zdroje **Technix high voltage power voltage** s maximální hodnotou napětí ± 5 kV. Na Obr. 29 je uvedeno schéma zapojení použité pro tento experiment doplněné o praktickou ilustraci celého komplexu zkušebního zařízení. Testování probíhalo při standardních podmínkách prostředí dle ČSN 60212 [77].



Obr. 29 Aparatura pro namáhání vzorků napěťovými pulzy.

Rozměry zkušebních vzorků, zkušebních elektrod, stejně jako samotné teflonové nádoby, byly zvoleny s ohledem na dosažení požadované strmosti náběžné hrany pro celý rozsah zkušebních napětí, která by zajistila průraz vzorků do několika hodin. Parametry pulzu byly limitovány maximálním zátěžovým výkonem podle vztahu (7.2.1-1). Do maximální zátěžové kapacity C je započítána kapacita vzorku, přívodních vodičů a vnitřní kapacita samotného generátoru [26].

$$P = C \cdot U^2 \cdot f \quad (7.2.1-1)$$

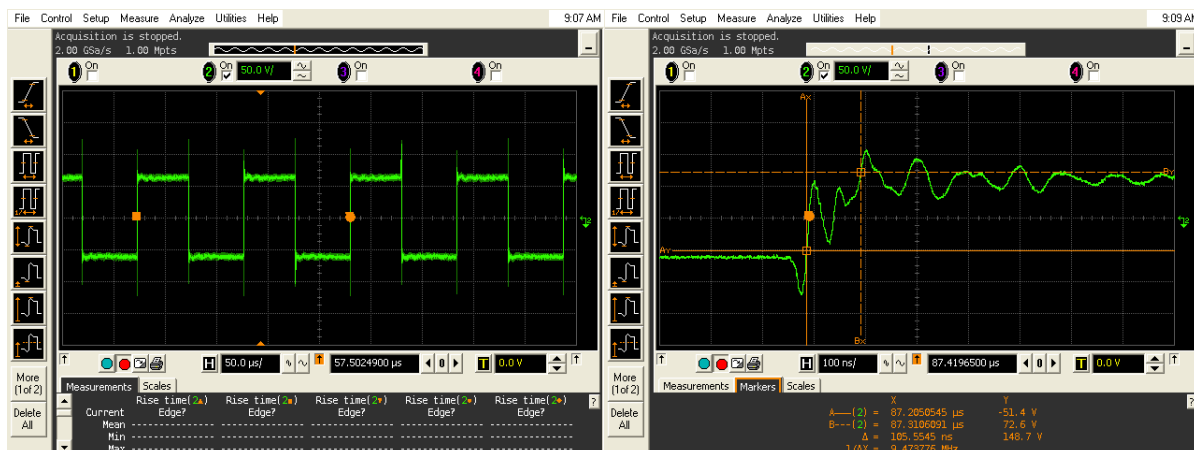
kde P je maximální výstupní výkon generátoru [W],

C je maximální zátěžová kapacita [F],

U je velikost zkušebního napětí [V],

f je frekvence zkušebního napětí [Hz].

Velikost náběžné hrany, byla měřena prostřednictvím funkce na digitálním osciloskopu **Agilent Infinium 54853 DSO** jako nárůst mezi 10 % a 90 % maximální hodnoty napětí. Z Obr. 30 je patrné zvlnění výstupního napětí generátoru vlivem impedance výstupního objektu, do kterého je zahrnuta kapacita elektrodového systému a indukčnosti přívodních vodičů (délka 30 cm).



Obr. 30 Tvar zkušebních napěťových pulzů o $f = 10$ kHz při napětí $\pm 1,6$ kV a $T = 110$ °C (nalevo) a jejich náběžné hrany (napravo).



Obr. 31 Tvar proudových pulzů $\pm 1,6$ kV při 110 °C.

Požadované velikosti náběžné hrany bylo dosaženo paralelním zapojením dvou zkušebních elektrod s výslednou kapacitou 160 pC. Se změnou napětí se náběžná hrana měnila v rozsahu - 1 % a + 3 % jak uvádí Tab. 29. S velikostí přiloženého napětí se náběžná hrana zvyšovala, se zvýšením teploty se naopak snižovala. Vzhledem k malému rozsahu změn byly dosažené časy brány jako vyhovující a nebyla proto prováděna žádná dodatečná úprava elektrodového zapojení.

Tab. 29 Náběžná hrana napěťového pulzu v závislosti na napětí a teplotě.

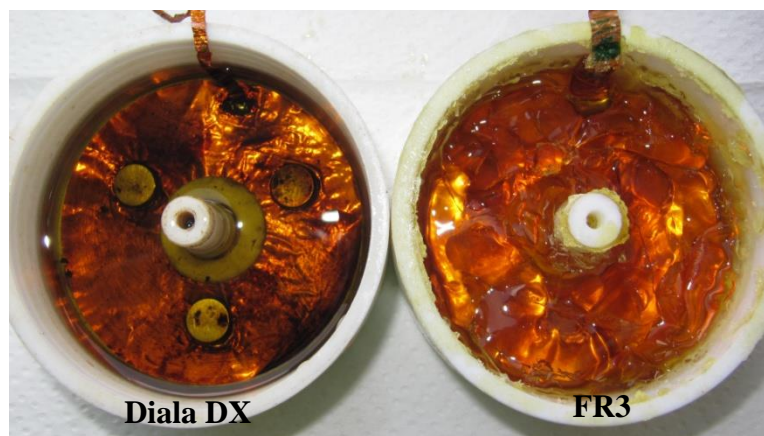
Parametr	Hodnota								
	1	1,5	1,9	1	1,5	1,9	1	1,5	1,7
U [kV]	1	1,5	1,9	1	1,5	1,9	1	1,5	1,7
T [°C]	30	30	30	70	70	70	110	110	110
T _n [ns]	106	107	108	105	106	107	104	105	106

Také v tomto experimentu byla měřeným parametrem doba průrazu vzorku. Pro každé napětí bylo proraženo celkem 8 vzorků (1 sada). Nejdříve bylo na vzorky přivedeno takové napětí, aby průraz nastal do 5 minut, poté bylo napětí sníženo o 0,2 kV a pro další sady pak znovu, tentokrát s krokem 0,1 kV, dokud nebylo dosaženo průměrného času průrazu na sadu alespoň několik hodin. V případě, že se u první sady vzorků pro dané napětí vyskytly oproti vyššímu napětí pouze malé rozdíly v časech průrazů (hodnoty leželi ve stejném hodinovém intervalu), bylo napětí opět sníženo o 0,1 kV.

Střídavá degradace probíhala na plošných vzorcích materiálu **22 HCC Denisson** (10 mm x 10 mm x 0,18 mm), které kvůli malému množství byly proraženy na každé zkušební napěťové hladině s četností 6. Schéma zapojení i postup přípravy vzorků byl proveden stejně jako v kapitole 7.1.1.

7.2.2 Vyhodnocení

Během elektrické degradace pro nejvyšší teplotu 110 °C byly po ukončení experimentu patrné na obou olejích významné změny. U minerálního oleje nastal jeho rozpad působením degradace VF pulzy a vysoké teploty, charakterizovaný vznikem kalů, které jsou patrné na dně nádoby, a připálenými oblastmi na mosazných elektrodách. Naproti tomu u oleje FR3 došlo k významné polymeraci (vysýchání), která se prvotně projevila už během experimentů při teplotách 70 °C, kdy se vstupy na víku elektrodového systému, kde byly uloženy elektrody, vyplnily polymerizovanou směsí PO a celou nádobku i mezi spojením spodní a horní části řádně utěsnily. Na Obr. 33 napravo je patrná polymerace oleje FR3 v důsledku termooxidačních reakcí oleje na elektrodách. Reakce neproběhla okamžitě, ale až přibližně po 14 dnech po ukončení experimentu, kdy byl olej FR3 umístěn do horkovzdušné sušky při teplotě 50 °C. Uvedený stav byl již pozorován [18] a provedený experiment dokazuje, že pro aktivaci nenasycených vazeb mastných kyselin stačí předchozí aktivace a následně, až poté, nastává pozvolný proces oxidace, který způsobí jejich nasycování a markantní růst viskozity. Nasycování se nejvíce projevilo na povrchu oleje, kde se vytvořila tuhá krusta (viz Obr. 32 napravo).



Obr. 32 Stav olejů po elektrické degradaci při teplotě 110 °C v oleji Diala DX (nalevo) a FR3 (napravo).

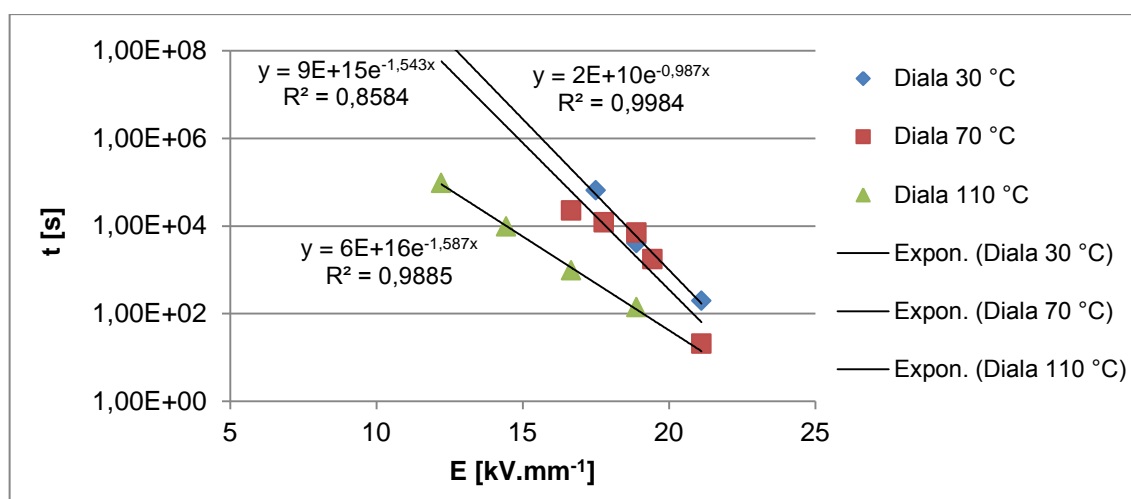


Obr. 33 Stav mosazných elektrod po ukončení experimentu při teplotě 110 °C v oleji Diala DX (nalevo) a FR3 (napravo).

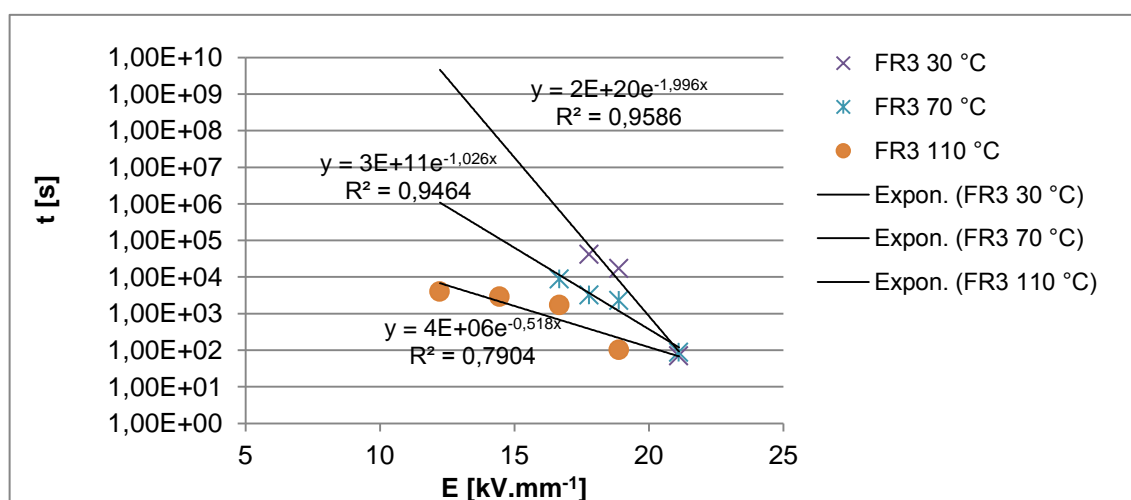
Grafické znázornění středních hodnot časů do poruchy pro elektrickou degradaci VF pulzy jsou uvedeny na Obr. 34 a Obr. 35. Z průběhu je patrné, že vzorky EIS olej-papír s olejem FR3 dosahovaly s rostoucí teplotou kratších dob do průrazu v porovnání s olejem Diala DX ve studovaném rozsahu intenzit elektrického pole.

Naměřené výsledky časů průrazů vzorků v oleji Diala DX se při nízké degradační teplotě 30 °C příliš neliší. Rozdíly se projevily nejvýznamněji při nižších napětích, respektive intenzitách elektrického pole. Naopak při intenzitě elektrického pole nad $20 \text{ kV}\cdot\text{mm}^{-1}$ se vliv teploty téměř neprojevoval a rozdíl mezi hodnotami průrazných časů pro oba modely stárnutí dosahoval přibližně 100 s. Vyšší studované degradační teploty 70 °C, 110 °C, korespondují s vyššími provozními teplotami transformátoru, respektive doporučenou hot-spot teplotou pro tepelně upravený papír [3], [4], [9]. V případě vzorků v minerálním oleji Diala DX docházelo

s rostoucí zkušební teplotou a napětím k relativnímu poklesu doby do průrazu. Korelační koeficient R^2 dosahoval při 30 °C a 110 °C hodnoty 0,99 pro oba modely (Tab. 30). V případě teploty 70 °C se v rozsahu intenzit elektrického pole $19 \text{ kV}\cdot\text{mm}^{-1} \div 17 \text{ kV}\cdot\text{mm}^{-1}$ neprojevoval exponenciální trend naměřených hodnot. Podobnost tvaru koresponduje s **oblastí II** prezentovanou pro střídavou degradaci síťovým kmitočtem (Obr. 5). Uvedený jev nasvědčuje tomu, že provozní teploty okolo 70 °C způsobují spolu s elektrickým polem komplexnější elektrochemickou degradaci. Ve srovnání s minerálním olejem dosahovaly doby do průrazu vzorků EIS s olejem FR3 kratších hodnot s rostoucí teplotou expozice. Použité modely stárnutí (3.2-1) a (3.2-2) vykazovaly nejnižší hodnoty korelačních koeficientů R^2 při 110 °C (75 ÷ 79 % v závislosti na použitém modelu) oproti ostatním teplotám 30 °C a 70 °C (93 % ÷ 95 % viz Tab. 30).



Obr. 34 Výsledky elektrické degradace VF napětím u EIS s olejem Diala DX pro různé teploty.

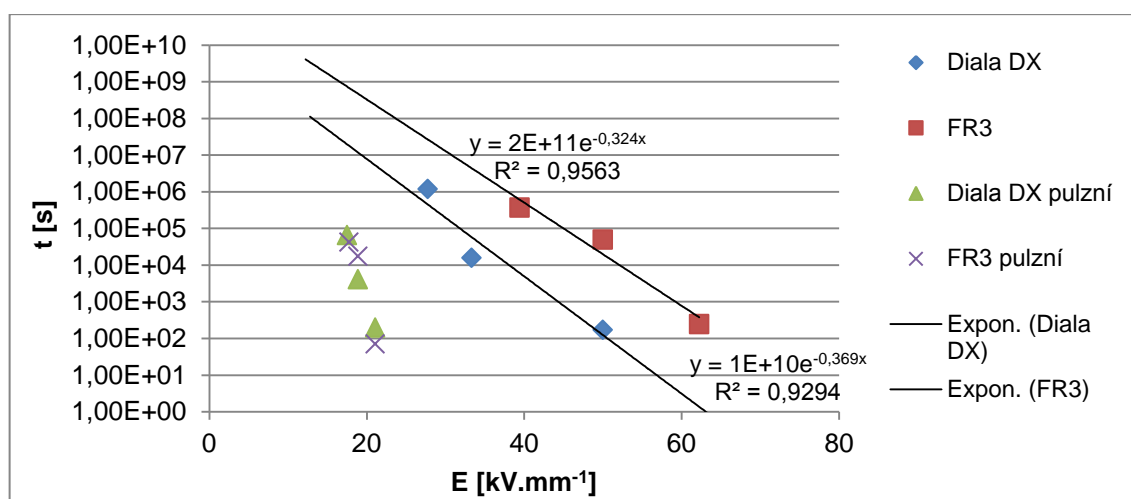


Obr. 35 Výsledky elektrické degradace VF napětím u EIS s olejem FR3 pro různé teploty.

Tab. 30 Parametrizace jedno-faktorových modelů el. degradace pro různé teploty.

Olej	Teplota [°C]	Parametry exponenciální model			Parametry mocninný model		
		a	b	R ²	k	n	R ²
Diala DX	30	6,00.10 ¹⁶	1,587	0,989	8,00.10 ⁴²	30,720	0,993
	70	9,00.10 ¹⁵	1,540	0,858	5,00.10 ³⁹	28,540	0,831
	110	2,00.10 ¹⁰	0,987	0,998	4,00.10 ²¹	15,240	0,999
FR3	30	2,00.10 ²⁰	1,996	0,959	2,00.10 ⁵³	38,680	0,950
	70	3,00.10 ¹¹	1,026	0,946	4,00.10 ²⁷	19,210	0,932
	110	4,00.10 ⁶	0,518	0,790	2,00.10 ¹²	7,672	0,740

Z průběhů na Obr. 36 je patrné, že EIS s olejem FR3 dosahoval při střídavé degradaci síťovou frekvencí delších hodnot dob průrazu. Rovněž je patrný rozdíl mezi dosaženými časy v případě vzorků v minerálním a FR3 oleji. V případě elektrické degradace VF jsou patrné podobné hodnoty dob do průrazů u EIS s oběma testovanými oleji při porovnání s elektrickou degradací síťovou frekvencí. Dypočítané parametry exponenciálního i mocninného modelu (3.2-1) a (3.2-2) jsou uvedeny v Tab. 31.

**Obr. 36** Porovnání výsledků elektrické degradace síťovým a VF kmitočtem.**Tab. 31** Parametrizace jedno-faktorových modelů pro sinusovou elektrickou degradaci.

Olej	Exponenciální model			Mocninný model		
	a	b	R ²	k	n	R ²
Diala DX	1,00.10 ¹⁰	0,369	0,929	4,00.10 ²⁶	14,39	0,959
FR3	7,00.10 ¹¹	0,341	0,943	1,00.10 ³³	16,89	0,908

Weibullova analýza dat provedená pro naměřené hodnoty vf elektrické degradace je uvedena v **příloze 5**. Porovnáním výsledků střední doby do poruchy (Tab. 32) Weibullova rozdělení ukazují, že v případě vzorků v minerálním oleji dochází se zvýšením teploty z 30 °C

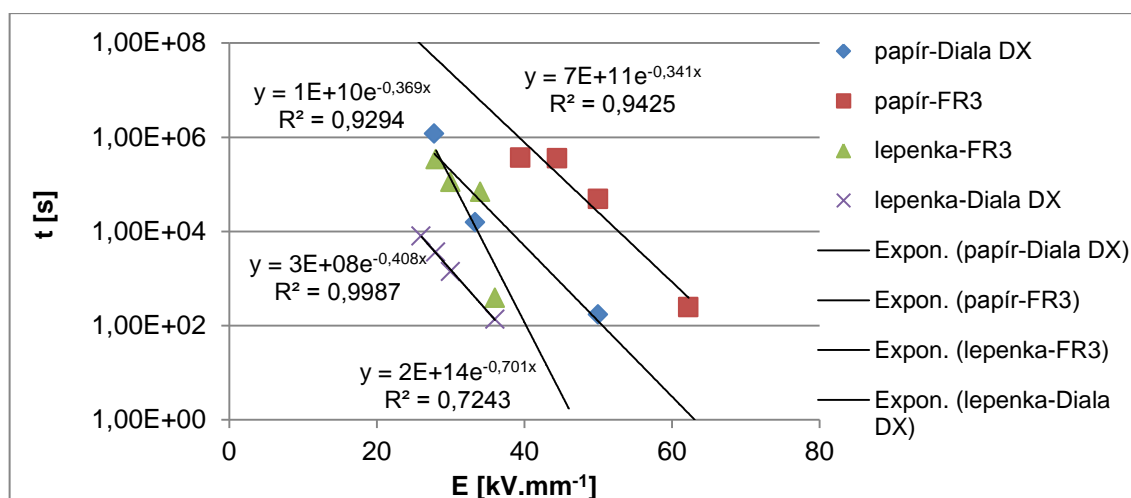
na 70 °C k poklesu přibližně 6 násobně a v případě FR3 dokonce 12 násobně. V případě použití matematických modelů může být dosaženo vyšších odchylek od reálných dat a **MTTF** (viz Tab. 32, údaje pro olej Diala DX při 70 °C). Pro dlouhodobější predikci jsou, ale oproti výsledkům Weibullový analýzy vhodnější.

Tab. 32 Lineární regrese pro jednotlivá napětí a dopočítané parametry.

Olej	T [°C]	Parametry			
		U [kV]	t exponenciální model [h]	t mocninný model [h]	MTTF [h]
Diala DX	30	1,6	9,310	8,923	18,038
Diala DX	70	1,6	3,053	2,959	3,308
Diala DX	70	1,5	16,956	18,667	6,742
Diala DX	110	1,5	0,399	0,266	0,495
FR3	30	1,6	21,578	25,087	11,569
FR3	70	1,6	0,998	1,085	0,793
FR3	70	1,5	3,122	3,750	2,404
FR3	110	1,5	0,198	0,235	0,259

7.3 Závěry z experimentální části

Zpracováním dat získaných během obou fází experimentů elektrickou degradací standardním sinusovým napětím 50 Hz byly sestaveny grafy závislosti dob do průrazu v případě vzorků EIS olej-tepelně upravený papír a olej-lepenka. Parametrizace jejich predikčních modelů (viz (3.2-1) a (3.2-2)) je uvedena v Tab. 33. Naměřené závislosti pro různé druhy pevné složky (Obr. 37) mají charakteristické trendy pro testované oleje. V případě porovnání vzorků pevných složek s perspektivním olejem je patrný exponenciální charakter naměřených dob do průrazu, v souladu s obecnou teorií elektrické degradace vycházející z exponenciálního rozdělení. Charakter dob do průrazů perspektivního oleje se naopak více přibližoval předpokladům naznačených na Obr. 5. Nejvyšší hodnoty korelačních koeficientů byly dosaženy u mocninných modelů pro EIS s minerálním olejem. V případě EIS s perspektivním olejem byly vhodnější modely exponenciální.



Obr. 37 Vliv elektrické degradace na životnost EIS s různými druhy pevné složky.

Tab. 33 Parametrizace jedno-faktorových modelů stárnutí pro EIS s různými druhy pevné složky.

Olej	Typ pevné složky	Exponenciální model			Mocninný model		
		a	b	R ²	k	n	R ²
Diala DX	Lepenka	7,00.10 ⁻²¹	12,650	0,999	3,00.10 ⁸	0,408	0,999
Diala DX	Tepelně upravený papír	1,00.10 ¹⁰	0,369	0,929	4,00.10 ²⁶	14,390	0,959
FR3	Lepenka	2,00.10 ⁻¹⁴	0,701	0,724	4,00.10 ³⁷	22,040	0,705
FR3	Tepelně upravený papír	7,00.10 ¹¹	0,341	0,943	1,00.10 ³³	16,890	0,908

Z důvodu určení vlivu hodnoty relativní permitivity na chování EIS olej-papír pro síťovou a vysokou frekvenci, bylo provedeno měření na vzorcích EIS pro různé teploty a frekvence (způsoby určení relativní permitivity jsou uvedeny v **příloze 3**). Z Tab. 34 vyplývá, že pro napětí o **f = 50 Hz** a nízké teploty v rozsahu standardních podmínek prostředí, dosahují minerální oleje přibližně o polovinu nižší hodnoty ϵ_r oproti impregnované pevné složce (2,182 ku 3,899). Pevná složka je tedy méně elektricky degradována a měla by dosahovat teoreticky delší životnosti. V případě perspektivních olejů je hodnota ϵ_r impregnované pevné složky ještě vyšší (4,614), což by vysvětlovalo lepší výsledky z pohledu elektrické degradace sinusovým napětím o **f = 50 Hz**. Je důležité zmínit výsledky experimentů prezentované v **příloze 3 (Obr. 48)**, kdy se ukázalo, že ϵ_r minerálních olejů zůstává stabilní s dobou tepelné expozice, zatímco u perspektivních olejů se její hodnota zvyšuje.

Při vyšší frekvenci měření (10 kHz) dosahují vzorky EIS s minerálním olejem významné zvýšení hodnoty ϵ_r oproti **f = 50 Hz** (z 3,899 na 4,841). EIS s perspektivním olejem reaguje

na změnu frekvence měření jen nepatrně (ze 4,614 na 4,680). Během tepelné expozice (po dobu 250 hodin) dochází u vzorků EIS s oběma oleji k poklesu hodnot ϵ_r . Jelikož během experimentu kombinované degradace pulzním VF napětím a teplotou nepřekročil žádný vzorek dobu kombinovaného stárnutí 30 hodin, lze uvažovat, že hodnoty ϵ_r vzorků EIS s oběma oleji budou stejné nebo částečně nižší než v počátečním stavu. Oba oleje měly s pevnou složkou podobné výsledky při elektrické degradaci VF pulzy při 30 °C. Zvyšováním teploty expozice ovšem rozdíl ϵ_r mezi oběma druhy vzorků EIS narůstaly. V případě perspektivních olejů je totiž pokles relativní permitivity s teplotou expozice markantnější, tzn., že v případě pulzní degradace při teplotách 70 °C a 110 °C může dosahovat nižších hodnot než oleje minerální. To může souviset s klesající životností EIS olej-papír s perspektivními oleji.

Tab. 34 Hodnoty relativní permitivity pro různé doby tepelné expozice a frekvence.

Frekvence měření [Hz]	Vzorek	Teplota měření [°C]	ϵ_r [-]	
			Počáteční stav	Tepelná expozice 250 h při 110 °C
50	Minerální olej	30	2,182	2,170
50		90	2,106	2,091
10 000		30	2,159	2,151
50	Minerální olej-lepenka	30	3,899	3,767
10 000		30	4,841	3,858
50	Perspektivní olej	30	2,152	2,152
50		90	3,097	3,249
10 000		30	3,237	3,211
50	Perspektivní olej-lepenka	30	4,614	4,572
10 000		30	4,680	4,524

Výkonové transformátory zejména v průmyslových aplikacích jsou nadměrně zatěžovány [120], což je úzce spojeno se zvýšenou teplotou a tím i akcelerací rozkladu EIS. V důsledku toho se uplatňuje ve vyšší míře základní degradační mechanismus elektrického namáhání - částečné výboje. Pro nižší provozní teploty naopak dochází k tomu, že vlhkost obsažená v papírové izolaci nepřechází do kapalně složky a může tedy rovněž umocňovat vznik částečných výbojů v papírové izolaci. Elektrická degradace tedy může poskytnout zpřesňující informace o úbytku životnosti systému pod vlivem nižších provozních teplot (do 70 °C) [129] a při vyšších teplotách by bylo možné použít normami popsany výpočet zbytkové životnosti dle hot-spot teploty.

7.4 Implementace výsledků do CBM

V kapitole 3.1 byla prezentována **relativní rychlost stárnutí V** jako efektivní nástroj pro určení zbytkové životnosti transformátoru. Základem pro tento přístup je znalost předpokládané doby života $t_{pž}$ (dle ČSN 180 000 hodin) a závislost degradačního parametru na životnosti EIS. Poté je možné ze závislosti určit hodnotu, která koresponduje s relativní rychlostí stárnutí $V = 1$. V případě tepelné degradace, kdy dochází v určených intervalech k měření vybraného parametru vzorků EIS je potřeba znát kritériální hodnotu tohoto parametru a pomocí normovaných zkoušek provést tepelnou expozici pro minimálně tři různé teploty. Na základě výsledků pro zvolené kritérium se určí závislost parametru na době, kdy nastane jeho dosažení pro dané teploty expozice. Uvedený postup je popsán v normách IEEE a ČSN [9], [78] a rovněž byl prezentován v článku [103] kde byla určena relativní rychlost stárnutí pro PO.

Výhodou v případě provedených experimentů je, že je ihned známa doba do průrazu studovaného EIS, podle které je možné určit intenzitu, která koresponduje s předpokládanou životností 180 000 h. Výhodou je možnost dopočtení tzv. „**elektrické relativní rychlosti stárnutí V_e** “ pro vybranou intenzitu, nevýhodou neznalost vývoje parametru v závislosti na teplotě. Určení V_e bylo provedeno pro výsledky tepelně upraveného papíru v kombinaci s olejem (viz kapitola 7.2.2, Obr. 36). Kroky určení byly následující:

- 1) Aproximace naměřených dob do průrazu vhodným matematickým modelem, pro který bude dosaženo nejvyšší hodnoty korelačního koeficientu.
- 2) Na základě zvoleného matematického modelu dopočítat hodnotu intenzity elektrického pole E , pro kterou systém dosáhne teoretické životnosti 180 000 h.
- 3) Hodnotu 180 000 h proložit hodnotě 1 a přepočítat následující hodnoty podle vztahu (7.4-1).

$$V_e = \frac{1}{\text{Jednotka životnosti}} = \frac{t_{pž}}{t_n} \quad (7.4-1)$$

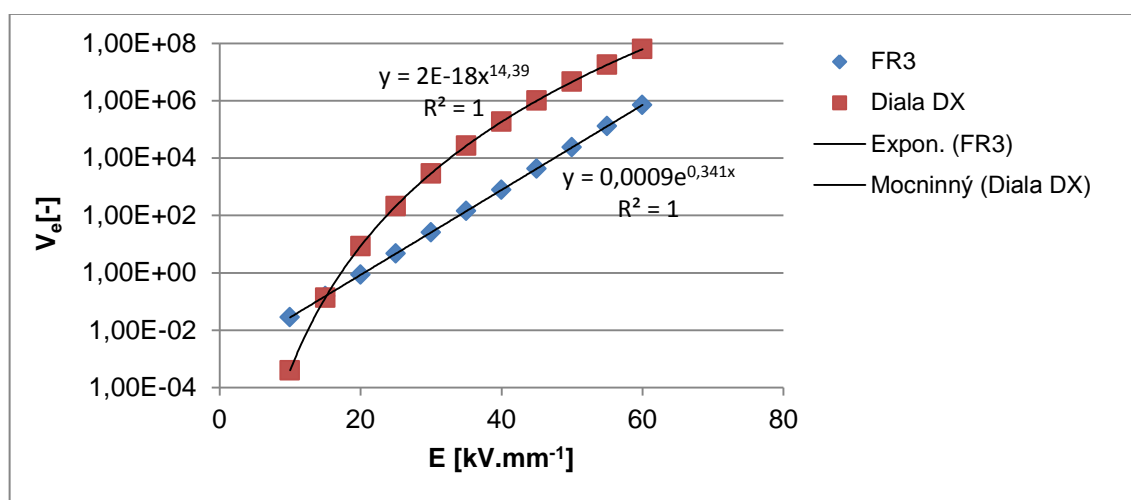
kde V_e je elektrická relativní rychlost stárnutí [-],
 $t_{pž}$ je doba předpokládané životnosti [h],
 t_n je změřená doba průrazu [h].

- 4) Pro upravený graf závislosti V_e na E a aproximací vhodným matematickým modelem určit vztah pro V_e .

Na Obr. 38 je vidět příklad aplikace elektrické relativní rychlosti stárnutí V_e na výsledky EIS pro tepelně upravený papír v minerálním a perspektivním oleji. V případě vzorků v oleji Diala DX byl použit mocninný model a u oleje FR3 exponenciální v souladu s výsledky korelačních koeficientů v Tab. 33. Výsledky jsou uvedeny jako závislost V_e pro EIS s oleji Diala DX a FR3 a popsány matematickými modely (7.4-2) respektive (7.4-3), pro něž dosahuje variační koeficient hodnoty 1, viz Obr. 38.

$$V_e = 2 \cdot 10^{-18} \cdot E^{14,39} \quad (7.4-2)$$

$$V_e = 0,0009 \cdot e^{0,341 \cdot E} \quad (7.4-3)$$



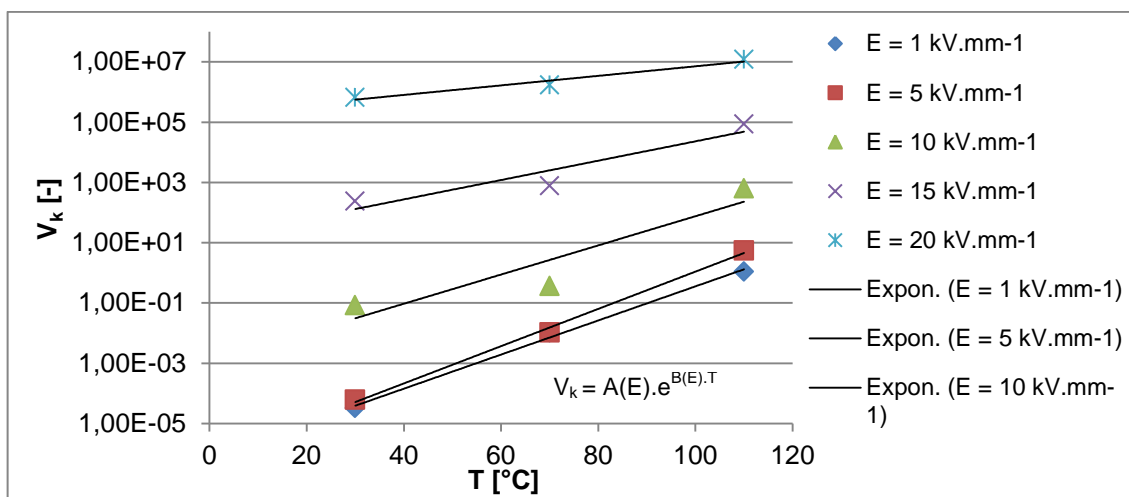
Obr. 38 Závislost elektrické relativní rychlosti stárnutí na intenzitě elektrického pole.

Jsou-li k dispozici doby do průrazů v závislosti na intenzitě elektrického pole pro alespoň tři různé degradační teploty, je možné zavést tzv. „**kombinovanou relativní rychlost stárnutí V_k** “. Tento koeficient je určen jako superpozice relativní rychlosti stárnutí V a elektrické relativní rychlosti stárnutí V_e . Kombinovaná relativní rychlost stárnutí V_k byla aplikována na data elektrické degradace VF obdélníkovými pulzy pro tři teploty (viz kapitola 7.2.2). Určení V_k bylo provedeno následujícími kroky:

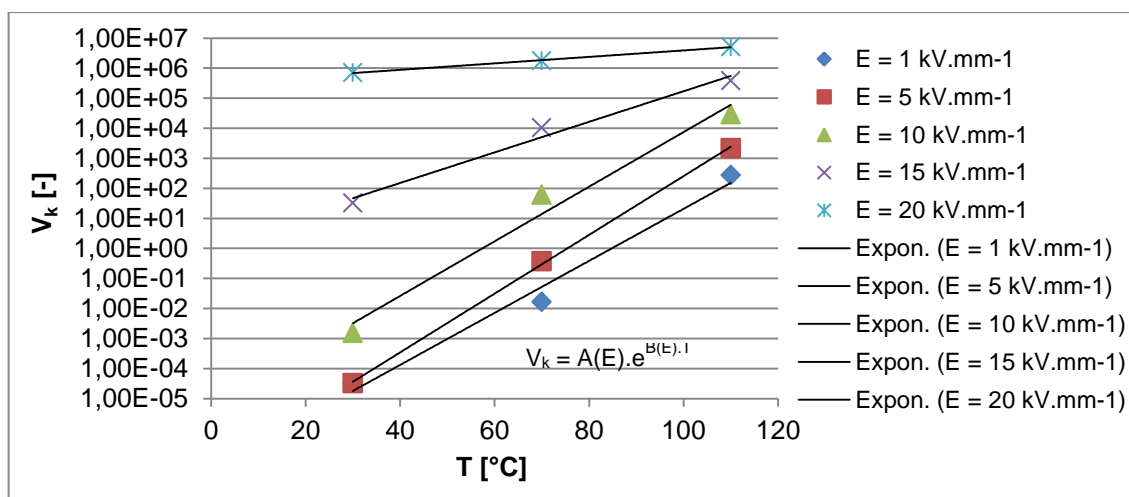
- 1) Určení V_e pro jednotlivé teploty měření (30 °C, 70 °C, 110 °C) podle předchozího postupu.
- 2) Dopočtení V_k jako součtu V_e a V počítaného dle vztahu (7.4-1 a 3.1-5) pro měřené teploty.
- 3) Sestavení grafu závislosti V_k na teplotě T pro vybraný rozsah intenzit E . Křivky jsou proloženy modely se snahou o dosažení co největší přesnosti pro jednotlivé E .

V prezentovaném případě byl použit rozsah od 5 do 20 kV.mm⁻¹. Jelikož dosažené hodnoty V_k pro $E = 1$ až 5 kV.mm⁻¹ se významně nemění ani pro jeden z olejů (viz Obr. 39 a Obr. 40). Z důvodu jednotnosti a obdobných hodnot korelačních koeficientů byly zvoleny exponenciální modely (Tab. 35).

- 4) Pro koeficienty **A** a **B** určované empiricky sestavit grafickou závislost na intenzitě **E** a stanovit nejvhodnější model, pro který bude dosažena nejvyšší hodnota **R**². Uvedené modely zahrnout do vybraného modelu V_k určeného v bodě 2.



Obr. 39 Závislost kombinované rychlosti stárnutí EIS DIALA DX-papír na teplotě a různých intenzitách elektrického pole.



Obr. 40 Závislost kombinované rychlosti stárnutí EIS FR3-papír na teplotě a různých intenzitách elektrického pole.

Tab. 35 Parametry exponenciálního modelu pro V_k EIS DIALA DX a FR3 - papír

E [kV.mm ⁻¹]	Parametry exponenciálního modelu pro EIS tepelně upraveného papíru v oleji					
	Diala DX			FR3		
	A(E)	B(E)	R ²	A(E)	B(E)	R ²
1	8,00.10 ⁻⁷	0,1303	0,996	5,00.10 ⁻⁸	0,1994	0,984
5	7,00.10 ⁻⁷	0,1423	0,997	4,00.10 ⁻⁸	0,2252	0,999
10	11,00.10 ⁻⁴	0,1114	0,869	6,00.10 ⁻⁶	0,2093	0,977
15	14,23	0,0739	0,894	1,39	0,1172	0,983
20	1,87.10 ⁵	0,0364	0,962	3,27.10 ⁵	0,0248	0,998

Pro popsání závislosti parametru **A(E)** na intenzitě elektrického pole byl nejvhodnější model exponenciální a pro **B(E)** model polynomický (**příloha 8**). **Rovnici (7.4-4) určené jako součet relativní rychlosti stárnutí obou degračních mechanismů je tedy možné aplikovat na CBM výkonového transformátoru.** Parametry pro EIS s oleji FR3 a Diala DX jsou uvedeny v Tab. 36.

$$V_k = A(E) \cdot e^{B(E) \cdot T} = A \cdot e^{B1 \cdot E + (B2 \cdot E^2 + B3 \cdot E + B4) \cdot T} \quad (7.4-4)$$

Tab. 36 Parametrizace rovnice pro výpočet V_k EIS s jednotlivými oleji.

Olej	Parametr				
	A	B1	B2	B3	B4
FR3	2,00.10 ⁻¹³	2,0309	-0,0008	0,0053	0,2218
Diala DX	5,00.10 ⁻¹¹	1,7679	-7,00.10 ⁻⁰⁵	-0,0055	0,1716

8 Přínosy disertační práce

Nejdůležitější složku výkonového transformátoru představuje na základě „**Analýzy stavu výkonových transformátorů**“ (viz **příloha 1**) elektroizolační dvousložkový systém (EIS) olej-papír. Zlepšení parametrů EIS bylo zajištěno aplikací kapalin s vysokou biologickou odbouratelností (VBOK) i bodem hoření.

V rámci naplnění prvního cíle práce byly v souhrnu popsány složky EIS olej-papír s důrazem na VBOK. Z důvodu cenové dostupnosti, vysoké biologické odbouratelnosti a hodnot vybraných parametrů byly pro **experimentální ověřování systému olej-papír** (viz **kapitola 5**) vybrány oleje rostlinné a na bázi přírodních esterů (v této práci souhrnně označované jako perspektivní). Elektrické a neelektrické parametry zvolené pro diagnostický systém citlivě reagovaly na zvolené degradační mechanismy – teplotu a oxidaci. Úprava diagnostického systému pro minerální oleje byla vhodně provedena a může být vhodným nástrojem pro určení stavu perspektivního oleje. Experiment provedený v rámci **kapitoly 5** ukazuje, že při diagnostice EIS s perspektivními oleji je nejvhodnější studovat parametry přímo samotných kapalin, protože v kombinaci s pevnou složkou nejsou patrné významnější rozdíly u studovaných parametrů (ztrátový činitel $\tan \delta$, vnitřní rezistivita ρ_v). V případě diagnostiky EIS olej-papír s minerálními a perspektivními oleji jako celku lze předpokládat pouze minimální rozdíly. Z hlediska přínosů práce pro praxi jsou důležité výsledky dosažené v rámci **kapitoly 6**, která se zabývá studiem a návrhem kritériálních hodnot perspektivních olejů pro použití ve výkonových transformátorech. Navíc jsou zde uvedeny i různé způsoby, jakým lze přistupovat k jejich určení.

Druhý cíl práce spočíval v elektrické degradaci vzorků EIS olej-papír s vybraným minerálním (Shell Diala DX) a perspektivním (Cagrill FR3) olejem. Vyhodnocením naměřených dat byl charakterizován vliv elektrické degradace sinusovým tvarem na životnost EIS olej-papír. Ukázalo se, že u oleje na bázi přírodních esterů lze za normálních provozních podmínek očekávat vyšší elektrickou odolnost než v případě minerálních olejů. Pro popis chování systému s perspektivními oleji se více osvědčily exponenciální modely oproti, pro minerální oleje přesnějším, mocninným. Rovněž byl určen vliv elektrické degradace pod vlivem působení měničů s rychle spínajícími výkonovými prvky, který prokázal opačné výsledky, než byly dosaženy u sinusové elektrické degradace zejména při teplotě nad 70 °C. Rozdílnost jednotlivých výsledků byla zdůvodněna a experimentálně ověřena měřením relativních permitivit vzorků EIS.

U konkrétního zařízení je potřeba určit rozmezí intenzit elektrického pole, ve kterém je EIS významně degradován a pro něž platí matematické modely. Experimentální výsledky potvrdily, že jako spodní hranici lze použít hodnoty zápalného napětí částečných výbojů. Pro praktický popis elektrické degradace byla z naměřených dat určena „elektrická relativní rychlost stárnutí V_e “. Uplatnění V_e je vhodné při nízkých provozních teplotách (do 50 °C což odpovídá relativní rychlosti stárnutí $V = 0,001$ pro EIS s minerálními oleji). Pro vyšší teploty degradace lze použít stávající přístup spočívající v měření hot-spot teploty a jí příslušící relativní rychlosti stárnutí V . Další možností jak zakomponovat výsledky tepelné a elektrické degradace prezentované v práci je tzv. „kombinovaná relativní rychlost stárnutí V_k “.

Za původní lze v práci pokládat:

- Souhrnný popis důležitých parametrů jednotlivých složek EIS s perspektivními oleji.
- Souhrnný popis důležitých degradačních mechanismů a jejich vliv na EIS olej-papír s minerálními a perspektivními oleji.
- Modifikace diagnostického systému pro EIS s minerálními oleji pro aplikaci na perspektivní olej.
- Ověření aplikovatelnosti diagnostického systému na EIS olej-papír s perspektivními oleji.
- Návrh metody určení kriteriálních hodnot pro vybrané diagnostické parametry perspektivních olejů.
- Stanovení kriteriálních hodnot diagnostických parametrů pro perspektivní oleje.
- Experimentální určení a popis vlivu elektrické degradace sinusovým napětím na EIS olej-papír s minerálními a perspektivními oleji.
- Experimentální určení a popis vlivu kombinace VF elektrické degradace obdélníkovými pulzy a teploty na životnost EIS olej-papír s minerálními a perspektivními oleji.
- Návrh implementace výsledků měření do CBM výkonového transformátoru.

Za hlavní přínosy lze brát:

- Sestavení diagnostického systému pro hodnocení perspektivních olejů.
- Stanovení kriteriálních hodnot pro perspektivní oleje.
- Přehled možností jakými lze přistupovat k určení kriteriálních hodnot pro perspektivní oleje.

- Zavedení pojmů „elektrické relativní rychlosti stárnutí V_e “ a „kombinované relativní rychlosti stárnutí V_k “ a jejich matematické vyjádření. Ty slouží k určení vlivu elektrické respektive elektrické a tepelné degradace na EIS olej-papír s minerálními a perspektivními oleji.
- Popis chování EIS olej-papír s minerálními a perspektivními oleji při kombinované VF elektrické a tepelné degradaci.

9 Závěr

Zlepšení parametrů studované části výkonového transformátoru – elektroizolační systém (EIS) olej-papír lze dosáhnout aplikací kapalin s vysokou biologickou odbouratelností (VBOK). Uvedená kapalina zajišťuje vyšší tepelnou a elektrickou odolnost systému. Zároveň je šetrnější k životnímu prostředí a je jí možné vyrábět z dostupných hospodářských plodin dané země, čímž se zajišťuje i dlouhodobá udržitelnost a nezávislost na zahraničních zdrojích.

Perspektivní náhrady uvedené v této práci jsou oleje na bázi přírodních esterů a rostlinné oleje. Vlivem tepelné expozice se vlastnosti EIS olej-papír významně mění. Uvedené kapaliny reagují v porovnání s minerálními oleji citlivěji na termooxidační reakce, což by při praktickém provozu mohlo znamenat častější intervaly výměny oleje. Konstrukční úpravy v chlazení daného transformátoru nejsou, ani přes vyšší hodnoty kinematické viskozity perspektivních olejů, nutné. Zvýšení teploty transformátoru s perspektivními oleji je převážně kompenzováno pomalejším rozkladem EIS v důsledku schopnosti perspektivních olejů na sebe vázat různé degradační produkty (zejména vodu při procesu hydrolýzy). Výsledná životnost tohoto EIS teoreticky dosahuje podobné či dokonce vyšší hodnoty než s běžně používanými minerálními oleji. Perspektivní oleje mají v důsledku tepelné degradace odlišné trendy v nejčastěji měřených diagnostických parametrech. Z tohoto důvodu byla v práci určena nebo modifikována stávající kritéria vhodná pro jejich hodnocení spolu s možnostmi, jak se dají v případě potřeby pro konkrétní aplikaci určit. Experimenty elektrické degradace dokázaly, že v případě perspektivních olejů není problémem pouze teplota, ale částečně i frekvence napětí při elektrické degradaci. Výsledky perspektivních olejů s pevnou složkou dosahují vyšších hodnot životnosti v případě elektrické degradace sinusovým napětím 50 Hz než minerální oleje. Degradace VF napětím a teplotou ovšem způsobuje významné zhoršování parametrů, a tím přináší vyšší životnost právě pro EIS s minerálními oleji. U aplikace perspektivních olejů u velkých HVDC transformátorů může vzniknout problém s jejich horšími charakteristikami při namáhání pulzním napětím jako důsledek aplikace výkonových IGBT i tyristorových měničů. Pro ostatní aplikace ve výkonových transformátorech je při konstrukčních úpravách, spočívajících zejména ve zvětšení rozměrů chladicích kanálů vinutí a omezení oxidace oleje např. vhodným konzervátorem.

Pro popis elektrické degradace na CBM přístup ke stanovování životnosti a kontrol výkonového transformátoru, by bylo ještě potřeba stanovit provázanost mezi parametrem používaným pro stanovení tepelné degradace (stupeň polymerace, pevnost v tahu) pod vlivem elektrické degradace. Získalo by se tak spojení mezi oběma modely (tepelný a elektrický),

které by tak mohly být aplikovány na výpočet jednotné životnosti EIS olej-papír s minerálními i perspektivními kapalinami.

Literatura

- [1] HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. CRC Press, 2007. 388 s. ISBN 0-8493-1704-5.
- [2] SHROFF, D.H. a A.W. STANNETT. A review of paper aging in power transformers. *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution*,. 1985, roč. 132, č. 6.
- [3] MENTLÍK, Václav, et al. *Diagnostika elektrických zařízení*. Praha : BEN - technická literatura, 2008. 440 s. ISBN 978-80-7300-232-9.
- [4] HEATHCOTE, M. J. *J&P Transformer book*. Oxford : Elsevier, 2008. 969 s. ISBN 978-0-7506-8164-3.
- [5] *Pulp and Paper Application* [online]. 2008 [cit. 2010-12-6]. Dostupné z WWW: <http://www.yokogawa.com/us/is/downloads/pdf/analytical/APPNOTES/NR800_A_002.pdf>.
- [6] *PUCARO - Transformer Presspaper DDP Type P2.1* [online]. 2010 [cit. 2010-10-16]. Dostupný také z WWW: <www.pucaro.com>.
- [7] *Transformer Power Factor and Envirotemp FR3* [online]. 2009 [cit. 2011-03-1]. Dostupné z WWW: <<http://www.cooperpowersystems.biz/Library/pdf/R9002025.pdf>>.
- [8] PREVOST, T.A. Dielectric Properties of Natural Esters and their Influence on Transformer Insulation System Design and Performance. In: *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibitio*. 2006, s. 30-34.
- [9] ČSN IEC 60076-7 (351001). *Výkonové transformátory: Směrnice pro zatěžování olejových výkonových transformátorů*. Praha, 2007.
- [10] ČSN EN 60641-2 ED.2 (346564). *Lesklá lepenka a obyčejná lepenka pro elektrotechnické účely - Část 2: Metody zkoušek*. Praha: Český normalizační institut, 2005.
- [11] Katalogový list Biotemp [online]. 2005 [cit. 2010-11-12]. Dostupné z WWW: <<http://www05.abb.com>>.
- [12] Katalogový list Midel 7131 [online]. 2010 [cit. 2010-11-12]. Dostupné z WWW: <<http://www.midel.com>>.
- [13] STOCKTON, D.P., et al. Natural ester Transformer fluids: Safety, reliability and environmental performance. In: *PCIC '07*. 2007, s. 1-4.
- [14] Oleje [online]. [cit. 2010-10-21]. Dostupné z WWW: <<http://www2.zf.jcu.cz/~moudry/databaze/Olej.htm>>.

- [15] OOMMEN, T.V. Vegetable Oils for Liquid-Filled Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2002, roč. 18, č. 1, s. 6-10.
- [16] WISE Biodegradability Primer [online]. 2006 [cit. 2011-03-4]. Dostupné z WWW:<
<http://www.wisesolutions.net/WISEbiodegradabilityprimer.pdf>>
- [17] MARTIN, D. W. GUO, N. LELEKAKIS a, N. Heyward. Using a remote system to study the thermal properties of a vegetable oil filled power transformer: How does operation differ from mineral oil. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT)*, 2011. s. 13-16.
- [18] TENBOHLEN, S. a M. KOCH. Aging Performance and Moisture Solubility of Vegetable Oils for Power Transformers. In: *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2010, roč. 25, č. 2, s. 825-830. ISSN 0885-8977.
- [19] Návod na použití elektřiny. [online]. [cit. 2012-03-05]. Dostupné z:
<http://www.eon.cz/cs/info/guide.shtml>
- [20] ČSN EN 60076-3 (351001) *Výkonové transformátory: Izolační hladiny - dielektrické zkoušky a vnější vzdušné vzdálenosti*. Praha: Český normalizační institut, 2002.
- [21] ČSN EN 60060-1 (34 5640) *Technika zkoušek vysokým napětím - Část 1: Obecné definice a požadavky na zkoušky*. Praha: Český normalizační institut, 2011.
- [22] ČSN 61000-4-5 ed. 2 (333432) *Elektromagnetická kompatibilita (EMC)-Část 4-5: Zkušební a měřicí technika-rázový impuls-Zkouška odolnosti*. Praha: Český normalizační institut, 2007.
- [23] VÁPENÍK, René. Vliv fotovoltaických elektráren na provoz distribuční soustavy. *Elektrorevue* [online]. 2011, roč. 12, č. 1 [cit. 2012-03-06]. ISSN 1213-1539. Dostupné z:
<http://www.elektrorevue.cz/cz/clanky/energetika--vykonova-elektronika--elektrotechnologie/10/vliv-fotovoltaickych-elektren-na-provoz-distribucni-soustavy/>
- [24] Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015. In: [online]. 2011 [cit. 2012-03-06]. Dostupné z: <http://www.epia.org/publications/photovoltaic-publications-global-market-outlook.html>
- [25] Delivering Offshore Wind Power in Europe: POLICY RECOMMENDATIONS FOR LARG.10SCALE DEPLOYMENT OF OFFSHORE WIND POWER IN EUROPE BY 2020. In: [online]. 2007 [cit. 2012-03-07]. Dostupné z:
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/images/publications/offshore_report/ewea-offshore_report.pdf
- [26] Manuál k pulznímu generátoru DEI PVX 4110. [cit. 2012-03-06]. Dostupné z
http://www.directedenergy.com/pdf/pvx-4110_manual.pdf

- [27] WERNER, M. a K. LOPPACH. The Electrical Testing of Transformers for High-Voltage Direct Current Transmission. In: *Highvolt Kolloquium '11*. Dresden: Highvolt Pruftechnik Dresden GmbH, 2011, s. 65-70.
- [28] BOSIGER, J. The use of low frequency heating techniques in the insulation drying process for liquid filled small power transformers. In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*. Atlanta, USA: IEEE, 2001, 688 - 692. ISBN 0-7803-7285-9.
- [29] DUY, C.T. A. DENAT, O. LESANT, N. BONIFACI, a Y. BERTRAND. Moisture and temperature effects on conduction and losses in modified rape-seed insulating oil. In: *Annual Report - Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*. 2007, s. 647-650.
- [30] SPARLING, Brian D.; AUBIN, Jacques. POWER TRANSFORMER LIFE EXTENSION THROUGH BETTER MONITORING [online]. [cit. 2011-02-22]. Dostupné z WWW: <http://www.gepower.com>.
- [31] PERRIER, C., A. BEROUAL a J.L. BESSÈDE. Improvement of power transformers by using mixtures of mineral oil with synthetic esters. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2006, roč. 13, č. 3.
- [32] LI, Xiaohu, Jian LI a Caixin SUN. Properties of Transgenic Rapeseed Oil based Dielectric Liquid. *Proceedings of the IEEE SoutheastCon*. 2006, s. 81-84.
- [33] MENTLÍK, Václav. Dielektrické prvky a systémy. Praha : BEN - technická literatura, 2006. 240 s. ISBN 80-7300-189-6.
- [34] GOCKENBACH, E.; BORSI, H.; DOLATA, B. Report No. 2 (Partial discharge behaviour, permittivity and dissipation factor $\tan \delta$). In Research project on the comparison of electric and dielectric properties of natural Ester fluid with a synthetic Ester and a Mineral based transformer oil [online]. Hanover : IEH, 1-10, 2005 [cit. 2011-03-27]. Dostupné z WWW: <http://www.waukeshaelectric.com/assets/documents/15HanoverReport_2.pdf>.
- [35] KRPAL, Ondrej, BRUCKL; Oliver a Markus RIEPL. Influence of wind and solar energy on the frequency of switching operations of On-load Tap-changers. In: *Electric power engineering 2012*. Brno, 2012, s. 719-722.
- [36] BAHRMAN, Michael P. a Brian K. JOHNSON. The ABCs of HVDC Transmission Technologies. *IEEE power and energy magazine*. 2007, roč. 5, č. 2, s. 32-44.
- [37] HOSIER, I. L.; GUUSHAA, A.; WESTENBRINK, E. W.; ROGERS, C.; VAUGHAN, A.S. a S.G. SWINGLER. Aging of biodegradable oils and assessment of their

- suitability for high voltage applications. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2007, roč. 18, č. 3, s. 728-738.
- [38] GASSER, H.P.; KRAUSE, C.; LASHBROOK, M. a R. MARTIN. Aging of pressboard in different insulating liquids. In: *IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*. 2011, s. 26-30.
- [39] OOMMEN, T.V. Vegetable Oils for Liquid-Filled Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2002, roč. 18, č. 1, s. 6-10.
- [40] SARATHI, R., A.J. REID Partial discharge study in transformer oil due to particle movement under DC voltage using the UHF technique. *Electric Power System Research*. 2008, roč. 78, č. 11.
- [41] PŘENOS ELEKTRICKÉ ENERGIE BUDOUCNOSTI. In: [online]. [cit. 2013-05-23]. Dostupné z: <http://www.cez.cz>
- [42] Rio Madeira: nejdelší HVDC přenosové spojení na světě jde do finále. In: *Proelektrotechniky.cz* [online]. 2013 [cit. 2013-05-23]. Dostupné z: <http://www.proelektrotechniky.cz/vyroba-a-prenos/12.php>
- [43] Regenerace transformátorových a turbínových olejů. In: ESB Elektrické stroje a.s. [online]. [cit. 2013-10-25]. Dostupné z: <http://www.esb-bez.cz/upload/File/regenerace-transformatorovych-a-turbinovych-oleju.pdf>
- [44] RAPP, K.J., C.P. MCSHANE a J. LUKSICH. Interaction mechanisms of natural ester dielectric fluid and Kraft paper. In: *IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*. 2005, s. 393-396.
- [45] MCSHANE, C.P., K.J. RAPP, J.L. CORKRAN, G.A. GAUGER a J. LUKSICH. Aging of kraft paper in natural esters dielectric fluid. In: *Proceedings of IEEE 14th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*. 2002, s. 173-177.
- [46] SPARLING, Brian a Jacques AUBIN. Assessing Water Content in Insulating Paper of Power Transformers. 2010. Dostupné z: http://ewh.ieee.org/soc/pes/saintlouis/2010%2012%206/Moisture-in-Insulation_Paper.pdf
- [47] RAPP, K.J. a J. LUKSICH. Review of Kraft paper/natural ester fluid insulation system aging. In: *IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*. Trondheim, 2011, s. 1-4.
- [48] MARTINS, M.A.G. Vegetable oils, an alternative to mineral oil for power transformers- experimental study of paper aging in vegetable oil versus mineral oil. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2010, roč. 26, č. 3.

- [49] MARTIN, D., Z.D. WANG, A.W. DARWIN a I. JAMES. A Comparative Study of the Chemical Stability of Esters for Use in Large Power Transformers. In: *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*. 2006, s. 493-496.
- [50] LÍZALOVÁ, Martina. *Aplikace vybraných metod k analýze oxidačního stresu*. Disertační práce. Vysoké učení technické v Brně. Vedoucí práce doc. RNDr. Antonín Lojek, CSc.
- [51] WANG, Zhongdong, Xiao YI, Jinping HUANG, J.V. HINSHAW a J. NOAKHES. Fault gas generation in natural ester fluid under localized thermal stress. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2012, roč. 28, č. 6, s. 45-56.
- [52] GRIFFIN, Paul, Victor SOKOLOV a Boris VANIN. Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation System. In: *Bueno&Mak Grupo* [online]. [cit. 2013-08-09]. Dostupné z: http://www.buenomak.com.br/publicacoes/pdf/UMIDAD.102004_moisture.pdf
- [53] DU, Y., M. ZAHN, B.C. LESIEUTRE a A.V. MAMISHEV. Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 1999, roč. 15, č. 1, s. 11-20.
- [54] IEEE Std. C57.104-2008. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*. IEEE Power & Energy Society, 2009.
- [55] ROUSE, T.O. Mineral insulating oil in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 1998, roč. 14, č. 3, s. 6-16.
- [56] U-KHAN, I., Z. WANG, I. COTTON Dissolved gas analysis of alternative fluids for power transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2007, roč. 25, č. 5, s. 5-14.
- [57] CLAIBORNE, E.J. WALSH a T.V. OOMMEN. An agriculturally based biodegradable dielectric fluid. In: *IEEE Transmission and Distribution Conference*. 1999, s. 876-881.
- [58] OOMMEN, T.V a T.A. PREVOST. Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part II maintaining insulation integrity and life. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2006, roč. 22, č. 2, s. 5-14.
- [59] PREVOST, T.A. a T.V. OOMMEN. Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part I - history and development. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2006, roč. 22, č. 1, s. 28-35.
- [60] OOMMEN, T.V. a T.L. ANDRADY. Graft polymerization and other methods to reduce the hygroscopic nature of cellulose insulation. In: *Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. 1996, s. 538-541.

- [61] JOVALEKIC, M., D. VUKOVIC a S. TENBOHLEN. Gassing behavior of various alternative insulating liquids under thermal and electrical stress. In: *Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI)*. 2012, s. 490-493.
- [62] EKANAYAKE, Janaka, Nick JENKINS, Kithsiri LIYANAGE, Jianzhong WU a Akihiko YOKOYAMA. *Smart Grid: Technology and Applications*. 1. vyd. UK: Wiley. ISBN 978-0470974094.
- [63] BAHRMAN, M.P. a B.K. JOHNSON. The ABCs of HVDC transmission technologies. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2007, roč. 5, č. 2, s. 32-44.
- [64] High Voltage Direct Current Transmission: Proven Technology for Power Exchange. In: *Siemens* [online]. [cit. 2013-06-16]. Dostupné z: <http://www.siemens.com>
- [65] GUO, Pei, Ruijin LIAO, Jian HAO, Zhiqin MA. Research on the Temperature Dielectric Spectrum of Vegetable Oil, Mineral Oil and Their Relevant Oilimpregnated Papers. In: *2012 International Conference on High Voltage Engineering and Application*. 2012, s. 562-565..
- [66] DE JESUS RIBEIRO, A.P. MARQUES, C.H.B. AZEVEDO a D.C.P. SOUZA. Faults and defects in power transformers: a case study. In: *IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*. Montreal, 2009, s. 142-145.
- [67] SPARLING, Brian a Jacques AUBIN. Determination of Health Index for Aging Transformers in View of Substation Asset Optimization. In: *Proceedings of the 2010 International Conference on Condition Monitoring an Diagnosis*. Tokyo, 2010, s. 73-77.
- [68] VERMA, PIUSH . CONDITION MONITORING OF TRANSFORMER OIL AND PAPER. India, 2005. 194 s. Dizertační práce. THAPAR INSTITUTE OF ENGINEERING & TECHNOLOGY, PATIALA-147004, INDIA.
- [69] SUWARNO, T. WIDYANUGRAHA, PC DIDIT HS a SUHARTO. Dielectric Properties of Silicone Oil, Natural Ester, and Mineral Oil under Accelerated Thermal Aging. In: *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. 2012, s. 1139-1142.
- [70] PETROV, G.N. Elektrické stroje 1. Praha : Academia, 1980. 388 s.
- [71] ČSN EN 60156 (346716). *Izolační kapaliny - Stanovení průrazného napětí při síťovém kmitočtu - Zkušební metoda*. Praha: Český normalizační insitut, 1998.
- [72] ČSN EN 60641-3-1 ed. 2 (346564). *Lesklá lepenka a obyčejná lepenka pro elektrotechnické účely: Část 3: Specifikace jednotlivých materiálů - List 1: Požadavky*

na lesklou lepenku, typy B.0.1, B.0.3, B.2.1, B.2.3, B.3.1, B.3.3, B.4.1, B.4.3, B.5.1, B.5.3. a B.6.1. Praha: Český normalizační institut.

- [73] ČSN EN 60641-3-2 ed. 2 (346564). *Lesklá lepenka a obyčejná lepenka pro elektrotechnické účely: Část 3: Specifikace jednotlivých materiálů - List 2: Požadavky na obyčejnou lepenku, typy P.2.1, P.4.1, P.4.2, P.4.3 a P.6.1*. Praha: Český normalizační institut, 2008.
- [74] ČSN EN 60422 (346739). *Minerální izolační oleje v elektrických zařízeních: Návod pro kontrolu a údržbu*. Praha: Český normalizační institut, 2007.
- [75] ABDELMALIK, J.C FOTHERGILL a S.J. DODD. Electrical conduction and dielectric breakdown characteristics of alkyl ester dielectric fluids obtained from palm kernel oil. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2012, roč. 19, č. 5, s. 1623-1632.
- [76] KUFFEL, Edmund, Walter S. ZAENGL. *High Voltage Engineering: Fundamentals*. Newnes, 2000. ISBN 9780750636346.
- [77] ČSN EN 60212 (346401). *Standardní podmínky používané před zkoušením a během zkoušení pevných elektroizolačních materiálů*. Praha: Český normalizační institut, 2011.
- [78] IEEE Std C57.95-1984. *IEEE Guide for Loading Liquid-Immersed Step-Voltage and Induction-Voltage Regulators*. IEEE Power & Energy Society, 1988.
- [79] GJERDE, A. C. Multifactor Ageing Models: Origin and Similarities. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 1997, roč. 13, č. 1, s. 6-13.
- [80] ZHUANG, Qikai, Xiaolin CHEN, P.H.F. MORSHUIS. Life Prediction of a Full-Scale Transformer Winding Insulation through Statistical Analysis of AC Voltage Endurance Test Data. In: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2012, s. 460-471.
- [81] CHINH, Dang, J.-L. PARPAL a J.-P. CRINE. Electrical aging of extruded dielectric cables: review of existing theories and data. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. roč. 3, č. 2, s. 237-247.
- [82] SCHEJBAL, Václav. *Diagnostika transformátoru prostřednictvím analýzy elektroizolační kapaliny*. Plzeň, 2007. Disertační. ZČU. Vedoucí práce Doc. Ing. Eva Kučerová, CSc.
- [83] ŠIRŮČEK, Martin. *Studium parametrů výkonových transformátorů*. Plzeň, 2011. Práce ke státní doktorské zkoušce. ZČU. Vedoucí práce Doc. Ing. Pavel Trnka, Ph.D.

- [84] JEONG, Jung-Il, Jung-Sik AN a Chan-Su HUH. Accelerated aging effects of mineral and vegetable transformer oils on medium voltage power transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2012. roč. 19, č. 1, s. 156-161.
- [85] PERRIER, C., A. BEROUAL a M. MARUGAN. DGA comparison between ester and mineral oils. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2012, roč. 19, č. 5, s. 1609-1614.
- [86] PERRIER, C. a A. BEROUAL. IEEE Electrical Insulation Magazine. *Experimental investigations on insulating liquids for power transformers: Mineral, ester, and silicone oils*. 2009, roč. 25, č. 6, 6 - 13.
- [87] ALUYOR, Emmanuel O. a Mudiakeoghene ORI-JESU. Biodegradation of mineral oils – A review. *African Journal of Biotechnology* [online]. 2009, roč. 8, č. 6, s. 915-920 [cit. 2013-08-09]. Dostupné z: <http://www.ajol.info/index.php/ajb/article/viewFile/59986/48255>
- [88] IEEE Std C57.106-2002. IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment. IEEE Power & Energy Society, 2002.
- [89] MENTLÍK, Václav, Josef PIHERA, Radek POLANSKÝ, Pavel PROSR a Pavel TRNKA. Izolační systém olej-lepenka Fassmann 1. Etapa. Plzeň, 2007.
- [90] PORZEL, Richard, Ernst NEUDERT a Matthias STRUM. *Diagnostik der Elektrischen Energietechnik: Techniken und Prozeduren zur Zustandanalyse von elektrotechnischen Betriebsmitteln*. Německo: Expert verlag, 1996. ISBN 3-8169-1364-4.
- [91] CIURIUC, A., M.S. VIHACENCU, L.M. DUMITRAN a P.V. NOTINGHER. Comparative study on power transformers vegetable and mineral oil ageing *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*. 2012, s. 1-6.
- [92] MARTIN, D., W. GUO, N. LELEKAKIS a N. HEYWARD. Using a remote system to study the thermal properties of a vegetable oil filled power transformer: How does operation differ from mineral oil. In: *Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT)*. Perth, WA, 2011, s. 1-5.
- [93] Dielectric fluids: Envirotemp FR3 Fluid. *Cargill Incorporated* [online]. 2012, s. 1-8 [cit. 2013-07-15]. Dostupné z: <http://www.cargill.com>
- [94] BERTNARD, Yves. Development of a low viscosity insulating fluid based on vegetable oil. In: *IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI)*. 2012, 413 - 418.
- [95] OOMMEN, T.V., C.C. CLAIBORNE a J.T. MULLEN. Biodegradable electrical insulation fluids. In: *Proceedings on Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference*. 1997, 465 - 468.

- [96] BERTRAND, Yves a Delphine LAURICHESSE. Coparison of the oxidation stabilities of vegetable based and mineral insulating oils. In: *Mat Post 07*. 2007.
- [97] ČSN EN 60599 (346726). *Elektrická zařízení v provozu plněná izolačním olejem - Pokyn pro interpretaci výsledků analýz rozpuštěných a volných plynů*. Praha: Český normalizační institut, 2000.
- [98] HINDRA, Matěj. *Diagnostické metody sledování plynů rozpuštěných v transformátorovém oleji*. Brno, 2012. Dostupné z: https://dspace.vutbr.cz/bitstream/handle/11012/8491/Hindra_M_SZZ.pdf?sequence=1. Diplomová. Vysoké učení technické v Brně. Vedoucí práce Ing. Martin Ministr.
- [99] DUVAL, M. The Duval Triangle For Load Tap Changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2008, roč. 24, č. 6, s. 22-29.
- [100] DUVAL, M. Calculation of DGA Limit Values and Sampling Intervals in Transformers in Service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2008, roč. 24, č. 5, s. 7-13.
- [101] SOUČEK, Jakub. *Způsoby rafinace a regenerace elektroizolačních kapalin, výhledy do budoucnosti*. Plzeň, 2011. Diplomová práce. ZČU. Vedoucí práce Doc. Ing. Pavel Trnka, Ph.D.
- [102] LI, Yuan, Ming jie TANG, Jun bo DENG, Guan jun ZHANG a Shu hong WANG. An Approach to Aging Assessment of Power Transformer Based on Multi - parameters. In: *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. 2012, s. 357-360.
- [103] FRIMPONG, George K., T.V. OOMMEN a Roberto ASANO. A survey of aging characteristics of cellulose insulation in natural ester and mineral oil. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2011, roč. 27, č. 5, s. 36-48.
- [104] MCSHANE, C.P., J. LUKSICH a K.J. RAPP. Retrofilling aging transformers with natural ester based dielectric coolant for safety and life extension. In: *Cement Industry Technical Conference, 2003. Conference Record. IEE.10IAS/PCA 2003*. 2003, s. 141-147.
- [105] BETTA, G., A. PIETROSANTO a A. SCAGLIONE. An enhanced fiber-optic temperature sensor system for power transformer monitoring. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2001, roč. 50, č. 5, s.1138 - 1143.
- [106] MCARTHUR, S.D.J., S.M. STRACHAN a G. JAHN. The design of a multi-agent transformer condition monitoring system. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2004, roč. 19, č. 4, 1845 - 1852.

- [107] GORGAN, B., P.V. NOTINGHER, J.M. WETZER a H.F.A. VERHAART. Calculation of the Remaning Lifetime of Power Transformers Paper Insulation. In: *13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*. 2012, s. 293-300.
- [108] LIU, Y.H., J. ARRILLAGA a N.R. WATSON. A new high-pulse voltage-sourced converter for HVDC transmission. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2008, roč. 18, č. 4, s. 1388-1391.
- [109] MENTLÍK, Václav, Pavel TRNKA, Magdaléna TRNKOVÁ a Lumír ŠAŠEK. *Spolehlivostní aspekty elektrotechnologie*. Praha: BEN Technická literatura, 2011.
- [110] ČSN EN 61099 (346732). *Technické podmínky pro nové syntetické organické estery pro elektrotechnické účely*. Praha: český normalizační institut, 1996.
- [111] ČSN EN 61203 (346734). *Syntetické organické estery pro elektrotechnické účely - Návod na úpravu transformátorových esterů v zařízení*. Praha: český normalizační institut, 1998.
- [112] SHIM, Myeong-Seop. Comparative evaluation of aging of insulating, material in natural ester and mineral oil. In: *International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*. 2010, s. 393-396.
- [113] MENTLÍK, Václav, Josef PIHERA, Pavel TRNKA, Martin ŠIRŮČEK, Radek POLANSKÝ a Pavel PROSR. Partial discharges of solid insulation in different insulating fluids. In: *10th IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD)*. 2010, s. 1-4.
- [114] MENTLÍK, Václav, POLANSKÝ a Pavel PROSR. Aging of petroleum and synthetic based insulation oils from the view of structural analyses. In: *IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*. 2008, s. 1-4.
- [115] NERKAR, Y.P., S. SENTHIL KUMAR, M.N. NARAYANACHAR, a R.S. NEMA. Partial Discharge Oscillograms and Pulse Distribution in Transformer Oil-Pressboard Insulation. In: *IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*. 1999, s. 265-268.
- [116] RAJA, K., F. DEVAUX, S. LELAIDIER a B.B. ANDERSEN. Comparative Effects of Surge Voltage Waveforms on the Insulation of Power Transformers fed by Voltage Sourced Converters. In: *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*. 2002, s. 105-108.

- [117] ULLMAN, Ivo, Jiří VELEK a Zdeněk PAUKNER. MONITORING TRANSFORMÁTORŮ. *EGU Praha Engineering a.s.* [online]. 2012, 17. [cit. 2013-08-11]. Dostupné z: <http://www.techsys.cz>
- [118] DONČUK, Jan, Václav MENTLÍK a Jiří VELEK. Sledování stavu výkonového transformátoru. In: *14th International Conference on Electrical Power Engineering*. 2013.
- [119] IEEE Std C57.147-2008. *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers*. IEEE Power & Energy Society, 2008.
- [120] Difference between Power Transformer and Distribution Transformer. In: *Electrical Engineering Portal* [online]. [cit. 2013-09-30]. Dostupné z: <http://electrical-engineering-portal.com/difference-between-power-transformer-and-distribution-transformer>
- [121] CIGRE WORKING GROUP 12.18 LIFE MANAGEMENT OF TRANSFORMERS. *Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers: Draft Final Report Rev. 2*. 2002. Dostupné z: <http://www.buenomak.com.br>
- [122] VAN SCHIJNDEL, Arjan. *Power Transformer Reliability Modelling* [online]. [cit. 2013-09-05]. Dostupné z: <http://alexandria.tue.nl/extra2/201010451.pdf>. Profesorská. Technische Universiteit Eindhoven.
- [123] Final Decision to Certify Hazardous Waste Environmental Technologies. In: *CALIFORNIA ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, DEPARTMENT OF TOXIC SUBSTANCES CONTROL* [online]. [cit. 2013-03-12]. Dostupné z: <http://www.dtsc.ca.gov>
- [124] BOSS, P. a T.V. OOMMEN. New insulating fluids for transformers based on biodegradable high oleic vegetable oil and ester fluid. In: *IEE Colloquium on Insulating Liquids (Ref. No. 1999/119)*. 1999, 7/1-7/10.
- [125] CALIFORNIA ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Environmental Technology Verification Report: Cooper Power Systems Envirotemp FR3 Vegetable Oil Based Insulating Dielectric Fluid*. 2002, 43 s.
- [126] ČSN EN 602068-1 (346230). *Elektrická namáhání vyvolaná opakovanými impulzy*. Praha: Český normalizační institut, 2004.
- [127] DUGAN, Roger C., Mark F. MCGRANAGHAN, Surya SANTOSO a H. Wayne BEATY. *Electrical Power Systems Quality*. USA: The McGraw-Hill Companies, Inc., 2012. 3. ISBN 978-0071761550.

- [128] KWEON, Dongjin, Kyosun KOO a Jungwook WOO. Hot Spot Temperature for 154 kV Transformer Filled with Mineral Oil and Natural Ester Fluid. In: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2012, roč. 19, č. 3, s. 1013-1020.
- [129] MENTLÍK, Václav. *Spolehlivost pohonů s elektrickými motory napájenými pulzním napětím*. Výzkumná zpráva projektu GA102/00/0362. Plzeň, 2002.
- [130] KOCH, Maik a Stefan TENBOHLEN. Ölleitfähigkeit und Grenzflächenpolarisation am Öl-Papier-Dielektrikum. In: *VDE Fachtagung Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen*. Hanau, 2005.

Seznam příloh

Příloha 1 – Analýza stavu výkonových transformátorů

Příloha 2 – Diagnostika výkonových transformátorů

Příloha 3 – Diagnostika transformátorových olejů

Příloha 4 – Doplnění experimentu elektrické degradace sít'ovou frekvencí

Příloha 5 – Doplnění experimentu elektrické degradace VF pulzním střídavým napětím

Příloha 6 – Druhy elektrické degradace působící na EIS výkonového transformátoru

Příloha 7 – Data použitá pro určení čísla kyselosti a vnitřní rezistivity

Příloha 8 – Určení koeficientů pro výpočet „kombinované relativní rychlosti stárnutí“

Publikační činnost autora

- [A 1] ŠIRŮČEK, M. *Degradace izolačních systémů - elektrické stromečky*. Plzeň, 2009. Diplomová. ZČU.
- [A 2] TRNKA, P., PIHERA, J., ŠIRŮČEK, M. Stárnutí elektrické izolace - elektrické stromečky. In Sborník z konference Diagnostika'09. Plzeň, 2009., ISBN: 978-80-7043-793-3,
- [A 3] ŠIRŮČEK, M. Růst elektrického stromečku v izolačním systému točivých strojů. In Elektrotechnika a informatika 2009. Plzeň: Západočeská univerzita, 2009. ISBN: 978-80-7043-810-7,
- [A 4] TRNKA, P., PIHERA, J., ŠIRŮČEK, M. Elektrické stromečky - fenomén v elektroizolačních materiálech. Odborný časopis ELEKTRO, 2010, roč. 20, č. 1, s. 18-22. ISSN: 1210-0889
- [A 5] MENTLÍK, V., TRNKA, P., ŠIRŮČEK, M., PIHERA, J., POLANSKÝ, R., PROSR, P. Tepelné stárnutí izolačního systému transformátorů. In DESAM 2010. Žilina, 2010.
- [A 6] MENTLÍK, V., PIHERA, J., ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P., PROSR, P., POLANSKÝ, R., MARTÍNEK, P. Partial discharges of solid insulation in different insulating fluids. In ICSD 2010. New York: IEEE, 2010. s. 744-747.
- [A 7] ŠIRŮČEK, M., PASLAVSKÝ, B., PIHERA, J., TRNKA, P. Partial discharges measurement in oil filled transformerboards. In Proceedings of 8th international conference Králíky 2010. Brno, 2010.
- [A 8] TRNKA, P., PIHERA, J., PROSR, P., ŠIRŮČEK, M. Partial Discharge According to IEC 60270 vs. Real Broadband Digital Measurement. In Proceedings of the 2010 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. Tokyo: IEEEJ, 2010. s. 1266-1269. ISBN: 978-4-88686-070-5
- [A 9] ŠIRŮČEK, M. Změny elektrických a neelektrických parametrů při tepelné expozici izolačního systému transformátorů. Elektrotechnika a informatika 2010. Plzeň: Západočeská univerzita, 2010. ISBN: 978-80-7043-913-5,
- [A 10] PIHERA, J., MENTLÍK, V., ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P., PASLAVSKÝ, B. Corona discharge in different insulating fluids. In Annals of DAAAM for 2010 & Proceedings of the 21st international DAAAM symposium. Vienna, Austria: DAAAM International, 2010. s. 0101-0102. ISBN: 978-3-901509-73-5

- [A 11] ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P. Vliv tepelné degradace na změnu vybraných elektrických parametrů izolačního systému výkonových transformátorů. Závěrečná zpráva projektu SGS 2010 – 037. Plzeň : 2010. 25 s.
- [A 12] ŠIRŮČEK, M., PASLAVSKÝ, B., TRNKA, P. Vliv tvaru nehomogenity v izolačním systému olej-papír na velikost částečných výbojů. *Electroscope*, 2011, roč. 2011, č. 1, s. 1-7. ISSN: 1802-4564
- [A 13] ŠIRŮČEK, M., MENTLÍK, V., TRNKA, P., PIHERA, J., BOČEK, J., MRÁZ, P. Cole-Cole diagram as Diagnostic Tool for Dielectric Liquids. In 2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids. Trondheim, Norway: SINTEF Energi AS, 2011. s. 120-124. ISBN: 978-1-4244-7355-7
- [A 14] PIHERA, J., TRNKA, P., MENTLÍK, V., ŠIRŮČEK, M., MRÁZ, P. Corona Discharge within Organic Oil Insulations. In 2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids. Trondheim: SINTEF Energi AS, 2011. ISBN: 978-82-594-3525-5
- [A 15] ŠIRŮČEK, M. Studium parametrů výkonových transformátorů. Práce ke státní doktorské zkoušce. Plzeň : ZČU, 2011.
- [A 16] ŠIRŮČEK, M., PASLAVSKÝ, B., TRNKA, P. Behaviors of Oil-Paper Insulating Systems under Electrical and Thermal Stresses. In Central European school of doctoral study. Trenčianske Teplice, 2011. ISBN: 9788055404219,
- [A 17] ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P., PASLAVSKÝ, B. Influence of Thermal degradation on Electrical Parameters of Winding Insulating System of Power Transformers. In Sborník z konference Diagnostika 11. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2011. ISBN: 978-80-261-0020-1,
- [A 18] KUPKA, L., PIHERA, J., MRÁZ, P., ŠIRŮČEK, M. Weibull statistic in material diagnostics. In Sborník z konference Diagnostika 11. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2011. s. 28-31. ISBN: 978-80-261-0020-1
- [A 19] ŠIRŮČEK, M. Vliv druhu lepenky na velikost částečných výbojů v izolačním systému olej-lepenka. In *Elektrotechnika a informatika 2011*, část první. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2011. s. 131-134. ISBN: 978-80-261-0016-4
- [A 20] ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P., PIHERA, J., PASLAVSKÝ, B. Partial Discharge measurement in imperfections of oil-paper insulating systems. In *Annals of DAAAM for 2011 and Proceedings*. Vienna: DAAAM International, 2011. s. 695-696. ISBN: 978-3-901509-83-4
- [A 21] ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P. Vliv tvaru elektrického signálu na životnost izolačního systému olej-papír. In *Proceedings of the 13 th International Scientific Conference*

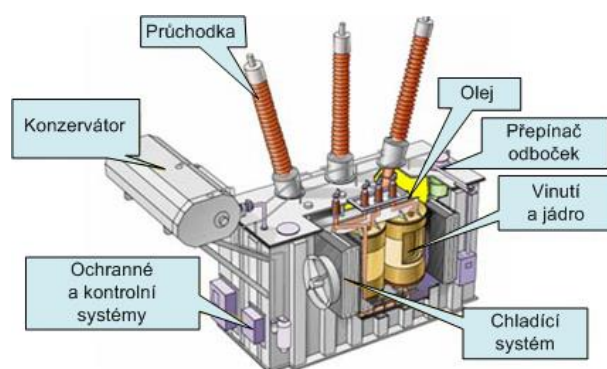
- Electric Power Engineering 2012. Brno: Brno University of Technology, 2012. s. 811-815. ISBN: 978-80-214-4514-7
- [A 22] TRNKA, P., TRNKOVÁ, M., ŠIRŮČEK, M., KRPAL, O. Moderní energetické zdroje a jejich vliv na transformátory. Elektrotechnický magazín, 2012, roč. 22, č. 4, s. 22-25. ISSN: 1210-5422
- [A 23] ŠIRŮČEK, M. Elektrická degradace EIS transformátorů s minerálními i perspektivními oleji. In Elektrotechnika a informatika 2012, část 1. - elektrotechnika. Plzeň: 2012. s. 133-136. ISBN: 978-80-261-0120-8
- [A 24] KRPAL, O., MRÁZ, P., ŠIRŮČEK, M. Influence of Renewable Energy on Power Transformer Insulating System. In Annals of DAAAM for 2012. Viena, Rakousko: DAAAM International, 2012. s. 0569-0574. ISBN: 978-3-901509-83-4
- [A 25] SOUČEK, J., ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P. Sledování stavu elektroizolačních systémů pomocí Weibullova rozdělení. In Proceedings of the 14 th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2013. Ostrava: VSB- Technical University, 2013. s. 291-295. ISBN: 978-80-248-2988-3
- [A 26] ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P. Tepelná degradace elektroizolačních kapalin z pohledu obsahu vody a vybraných elektrických parametrů. In Proceedings of the 14th international scientific conference Electric power and engineering 2013. Ostrava: VSB - Technical University, 2013. s. 591-595. ISBN: 978-80-248-2988-3
- [A 27] ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P. Detekce tepelné expozice izolačního systému olej-papír s oleji na bázi přírodních esterů. Electroscop, 2013, roč. 2013, č. 2, s. 1-6. ISSN: 1802-4564
- [A 28] TRNKA, P., ŠIRŮČEK, M., HALLER, R., POLANSKÝ, R., PROSR, P. Electric Degradation of Insulating Systems of Power Transformer Connected to Renewable Energy Source. In ISH 2013 : proceedings : 18th International Symposium on High Voltage Engineering. Seoul: Hanyang University, 2013. s. 1753-1757. ISBN: 978-89-86510-18-8
- [A 29] SOUČEK, J., ŠIRŮČEK, M., TRNKA, P. Diagnostics of Alternative Insulating Liquids Using Monitoring the Thermal Characteristics. In Conference on Diagnostics in Electrical Engineering CDEE 2013. Pilsen: University of West Bohemia in Pilsen, 2013. s. 74-77. ISBN: 978-80-261-0210-6
- [A 30] TRNKA, P., ŠIRŮČEK, M., TRNKOVÁ, M. Transformátor v proměnách času. Elektro, 2013, roč. 23, č. 8-9, s. 10-15. ISSN: 1210-0889

[A 31] TRNKA, P., ŠIRŮČEK, M., SVOBODA, M., SOUČEK, J. Condition Based Maintenance of High Voltage Machines - A Practical Application in Electrical Insulation. In Electrical Insulation Magazine. 2014 (v tisku)

Příloha 1

Analýza stavu výkonových transformátorů

V současném ekonomicky orientovaném světě je kladen největší důraz při návrhu, výrobě, prodeji a provozu elektrotechnických zařízení na optimální finanční kompromis mezi požadavky výrobce a zákazníka. Z toho vyplývá požadavek na výkonové transformátory spočívající v jejich vysoké provozní spolehlivosti a bezporuchovosti deklarované po určitou dobu, domluvenou mezi výrobcem a zákazníkem (nejčastěji se uvádí 30 let). Pojem spolehlivost se rozumí obecná vlastnost zařízení spočívající v jeho schopnosti plnit po stanovenou dobu požadované funkce v míře pravděpodobnosti 0 % ÷ 100 % při zachování provozních parametrů daných technickými podmínkami [109]. Spolehlivost zařízení se odvíjí od spolehlivosti jeho jednotlivých funkčních prvků. Základem pro každý transformátor je magnetický obvod a vinutí, které jsou vzájemně izolovány materiály na bázi celulózy, ponořenými do izolačního oleje. Mezi další důležité prvky patří konzervátor (dilatační nádoba), profilové útvary a zařízení pro zajištění efektivního chlazení transformátoru, VN a NN průchodky či přepínač odboček, sloužící pro regulaci napětí v závislosti na zatížení. Na nádobě je umístěno rovněž mechanické ústrojí přepínače spolu s ovládací jednotkou, dále Buchholzovo relé, ventily apod. Jednotlivé funkční prvky jsou podrobněji rozepsány např. v [4], [83], [122]. Na Obr. 41 jsou znázorněny uvedené funkční prvky transformátoru významné z hlediska poruchovosti.

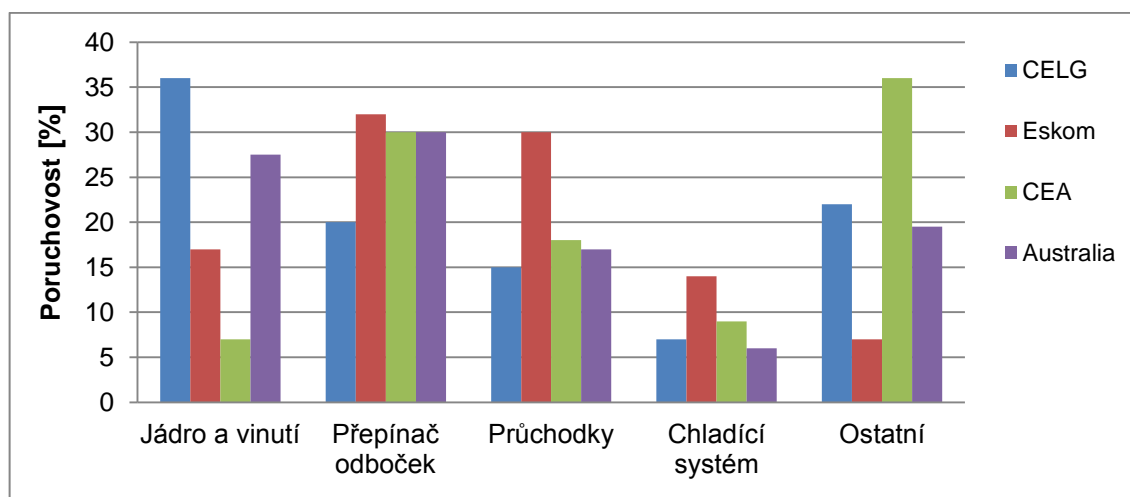


Obr. 41 Konstrukční schéma jednofázového olejového transformátoru [66].

Porucha je jev znamenající ukončení provozuschopného stavu, kde transformátor ještě stále mohl vykonávat stanovené funkce. Poruchu lze dělit na několik druhů, pro účely práce bude použito dělení poruchy na defekt/závadu (zařízení ještě může plnit deklarované funkce,

ale zvyšuje se pravděpodobnost vzniku poškození) nebo poškození (zařízení již nemůže plnit deklarované funkce). Dále je třeba při vzniku poruchy rozlišovat, zda je poruchou primární nebo sekundární. Primární porucha není způsobena přímým či nepřímým poškozením od jiné komponenty elektrotechnického zařízení, ale vlivem vlastního poškození (výrobní nebo konstrukční vada) či deteriorace. Sekundární porucha je přímo nebo nepřímo způsobena poruchou jiné komponenty, lidským selháním nebo vlivem okolního prostředí.

Každá z výše uvedených částí má na spolehlivost celého transformátoru určitý vliv. Jelikož v České republice nejsou údaje o poruchovosti jednotlivých komponent výkonových transformátorů k dispozici, byly použity údaje provozovatelů výkonových transformátorů z celého světa. Nejvýznamnější části transformátoru a hodnoty jejich poruchovosti sestavených na základě dat z provozu od jednotlivých energetických subjektů (CELG – Brazílie 255 kusů transformátorů během let 1979 – 2007 pozorování zjištěno 549 odstávek, ESKOM – Jižní Afrika 4015 kusů, 259 odstávek mezi roky 1996 – 2006, CEA – Kanada, AUSTRALIA – Austrálie a Nový Zéland celkem 2096 kusů 457 odstávek během 10 let) jsou uvedeny na Obr. 42. Je důležité si uvědomit, že dílčí subjekty mají odlišný přístup ve vyhodnocování a určování poruch transformátorů, např. CEA do svých statistik zahrnuje také krátkodobé odstávky v důsledku působení ochranných prvků.



Obr. 42 Poruchovost jednotlivých prvků výkonového transformátoru [66], [67].

Z provedené rešerše charakterizované sloupcovým grafem na Obr. 42 jsou patrné čtyři nejdůležitější části transformátoru z hlediska spolehlivosti (jádru a vinutí, přepínač odboček, průchodky a chladicí systém). Jednotlivé studie nemají sjednoceno dělení komponent, ale pro účely analýzy je uvedené dělení i dosažené výsledky pro ucelený přehled plně dostačující. V následujících odstavcích jsou stručně uvedeny nejčastější druhy jejich poruchových prvků.

Jádro a vinutí

Základem každého transformátoru je jeho magnetický obvod složený z několika vrstev feromagnetických plechů. Plechy jsou vzájemně izolovány lakem nebo chemicky a nejčastěji se vyrábějí v tloušťkách 0,23 až 0,36 mm. Vrstvený tvar jádra (Step-Lap skládání plechů) se používá pro snížení ztrát vířivými proudy a tím i omezení ohřevu jádra. Magnetické jádro je vystaveno mechanickému namáhání vlivem harmonických frekvencí způsobených charakteristikou magnetizační křivky plechů jádra a jejich magnetostrickí. Dojde-li za provozu transformátoru k uvolnění některého z plechů, dochází k vibracím a zvýšení rizika poškození jejich izolace či stahovacích prvků. V uvolněných plechách vznikají vířivé proudy, které ohřívají železo, a to následně oxiduje, čímž přispívá ke korozi materiálu. Vinutí transformátoru je složeno z cívek navinutých nejčastěji z měděného vodiče čtvercového průřezu. Hlavní veličiny, které určují konstrukci vinutí, jsou jmenovitý proud a napětí transformátoru. Při průchodu proudem vinutím dochází k několika nežádoucím jevům (Jouleovy ztráty, ztráty vířivými proudy a mechanické namáhání). Během provozu tak může u transformátoru docházet k silnému dynamickému namáhání (vlivem zkratů či dalších provozních dějů, např. připojování velkých zátěží). Uvedené síly, které působí na vinutí, pak mohou snižovat mechanickou odolnost EIS a způsobovat jeho deformaci. Dalším faktorem, který ovlivňuje odolnost EIS vinutí je jeho postupná deteriorace vlivem degradačních mechanismů (zejména teploty a vlhkosti).

Přepínač odboček

Jedná se o složité elektromechanické zařízení, které umožňuje během provozu měnit převod transformátoru v závislosti na zatížení tím, že přepíná mezi vývody (odbočkami) vinutí. Řídící jednotka přepínače je umístěná na stěně nádoby a aktivuje mechanické ústrojí, které přes převodovku přenáší otočný pohyb hřídelí k samotnému přepínači. Při přepnutí je nutné řešit otázku zátěžového proudu mezi dvěma odbočkami. Z toho důvodu je důležité proud omezit vhodně zvolenou impedancí. Evropsští výrobci nejčastěji používají odporové přepínače odboček. Kontakty stykače zajišťující spojení přepínače a odbočky jsou vybaveny ještě vypínači. Dříve se místo odporů využívaly tlumivky, které jsou vhodnější pro trvalé zatížení a mají menší ztrátový výkon. Naproti tomu odporové přepínače dosahují vyšší životnosti kontaktů v důsledku krátké doby hoření oblouku a jsou snazší na realizaci. Nejčastější poruchy přepínačů odboček jsou spojeny s jeho dílčími částmi, které lze rozdělit do tří skupin. Mechanické, kam náleží opotřebení

pružiny, ložisek, poškození hřídele, což většinou způsobuje snížení rychlosti přepnutí transformátoru. Uvedené mechanické části omezují provoz transformátoru většinou minoritně [121]. Druhou skupinu tvoří elektrické součásti, zejména kontakty vypínačů a přepínacího ústrojí, kdy dochází k jejich oxidaci a formování uhlíkové vrstvy vlivem opotřebení povrchu kontaktů dlouhodobým vystavováním elektrickému oblouku. Přenos materiálu mezi kontakty a minerálním olejem vede k nedostatečné přítlačné síle, zvýšení přechodového odporu, či případnému úžinovému jevu. Poslední dielektrické části jsou zastoupeny EIS odboček i vývodů jednotlivých fází proti sobě navzájem a proti zemi. Lze jsem rovněž zahrnout izolační bariéry, včetně vývodů k průchodkám i izolační kapalinu mezi kontakty a rezistory (tlumivkami) přepínače. Poruchy jsou zapříčiněny rozkladem systému vlivem působících degradačních mechanismů jmenovitě lokálním ohřevem, vlhkostí, elektrickými výboji (více viz **kapitola 3: Degradace EIS**). Poruchy těchto částí mohou mít za následek ohrožení funkce nejen samotného přepínače, ale i ostatních částí zejména vinutí. Nejčastěji se jako chladicí médium při zhasnutí oblouku ve vypínacích používá olej buď přímo z nádoby transformátoru, nebo umístěný v separátní nádobě. Zlepšení stávajícího stavu spočívající ve větším množství garantovaných sepnutí z 150 000 ÷ 500 000 na 300 000 ÷ 600 000 lze dosáhnout používáním vakuových vypínačů, které omezují vznik degradačních produktů na povrchu kontaktů i oxidaci.

Průchodky

Konce vinutí jsou vyvedeny přes trubkovité a další profilové útvary vyrobené z lepenky, které mají za úkol vývody dielektricky separovat od vnitřku uzemněné nádoby. Prostřednictvím průchodek, které bývají umístěné na víku či stěně nádoby, je zajištěna také izolace výstupu vinutí od nádoby. Průchodky jsou konstruovány na základě velikosti proudu a napětí přenášené vodiči. Požadavky, které jsou na ně kladeny, vycházejí z provozních podmínek a prostředí příslušného transformátoru. Průchodka musí být odolná proti různým klimatickým vlivům jako déšť, mráz, mlha, zajišťovat odpovídající svod proudu a v důsledku toho odolat zvýšeným teplotám. Zároveň její upevňovací části musejí být dostatečně utěsněny, aby nepropouštěly olej z nádoby po celou dobu života zařízení. Pro velké výkony se vyrábějí kondenzátorové průchodky s EIS olej-papír, kde se mezi jednotlivé vrstvy papíru umísťují hliníkové fólie, které spolu s papírem vytváří sériově řazené kondenzátory. Radiální elektrické pole mezi objímkou a svorníkem je pak vhodně rozloženo a způsobuje rovnoměrné namáhání izolace. Axiální elektrické pole je omezeno výškou průchodky. Mezi izolovaným svorníkem a vnější porcelánovou vrstvou

je vytvořena komůrka vyplněná olejem. Jako materiál vnější části průchodky se stále pro svoje výborné elektroizolační vlastnosti a klimatickou odolnost, používá porcelán. Defekty průchodek a následné poruchy se mohou vyskytovat ve vnitřní části průchodky v důsledku navlhání papírové izolace, částečných výbojů či lokálního přehřívání papírové izolace, které rovněž způsobuje rozklad a „plynování oleje“. Uvedené mechanismy se podílejí na zvyšování vodivosti izolace, která může vyústit v průraz izolace mezi dvěma i více vodivými vrstvami. Kapacita vrstev se zvyšuje a mění se celková reaktance průchodky (už změna o + 10 % nad štítkovou hodnotou je velmi závažná). S kapacitou rostou i dielektrické ztráty a lokální ohřev průchodky. Pokud není závada včas odhalena, nastává tepelný průraz a tím vzniká i bezprostřední riziko exploze transformátoru. Na keramickém povrchu průchodky může docházet ke kontaminaci nečistotami z okolního prostředí, povrchovým výbojům nebo různým prasklinkám, popř. nežádoucímu snížení olejové hladiny z důvodu špatného skladování či netěsností.

Chladicí systém

Mezi další důležité prvky výkonových transformátorů patří chladicí systém. Jelikož se jmenovitým výkonem roste zatížení jednotlivých funkčních částí a tím i ztráty je potřeba přebytečné teplo odvést. Nejeftektivnější metodou je cirkulace oleje v nádobě pomocí čerpadel a ofuk venkovních radiátorů na nádobě ventilátory. Mezi nejčastější závady patří omezení tlaku oleje při cirkulaci a její rychlost v důsledku nečistot, usazenin a kalů, poškození čerpadla (opotřebení ložisek, inverzní směr otáčení) nebo porucha pohonu čerpadla a tím i nestandardní průtok oleje, defekt či porucha ventilátoru, ucpání chladicího potrubí.

Z předložených studií poruchovosti transformátorů vyplývá, že 51 ÷ 74,5 % poruch způsobily průchodky, přepínač odboček a jádro s vinutím. Společným jmenovatelem poruch všech tří částí výkonových transformátorů je EIS olej - papír, potažmo jeho deteriorace. Proto se bude práce soustředit právě na tuto problematiku za účelem zajistit jeho vyšší provozní odolnost a spolehlivost [66], [121].

Příloha 2

Diagnostika výkonových transformátorů

Tab. 37 Základní zkoušky transformátorů. Převzato z [3].

Název zkoušky nebo měření	zkouška		
	typová	kusová	zvláštní
Měření izolačního odporu	+	+	-
Měření odporu vinutí za studena stejnosměrným proudem	+	+	-
Měření převodu napětí naprázdno na všech odbočkách	+	+	-
Kontrola natočení fází	+	+	-
Zkouška přiloženým napětím z cizího zdroje	+	+	-
Zkouška indukovaným napětím	+	+	-
Měření ztrát naprázdno a proudu naprázdno	+	+	-
Měření charakteristiky naprázdno	+	-	-
Měření ztrát nakrátko a napětí nakrátko	+	+	-
Oteplovací zkouška	+	-	-
Zkouška elektrické pevnosti izolace atmosférickým impulzem:			
a) na vinutí se jmenovitým napětím do 132 kV	+	-	-
b) na vinutí se jmenovitým napětím nad 132 kV	+	+	-
Měření ztrátového činitele a kapacity vinutí na transformátoru			
a) se jmenovitým napětím menším než 110 kV	-	-	+
b) se jmenovitým napětím 110 kV a vyšším	+	+	-
Zkratová zkouška	+	-	-
Měření nulové složky reaktance na transformátoru			
a) se jmenovitým napětím menším než 110 kV	-	-	+
b) se jmenovitým napětím 110 kV a vyšším	-	-	+*)
Měření hluku na transformátorech			
a) s výkonem do 1600 kVA včetně	+	-	-
b) s výkonem nad 1600 kVA	-	-	+
Zkouška přepínače odboček	+	+	-
Zkouška el. pevnosti izolace spínacími impulzy	-	-	+
Měření částečných výbojů	-	-	+
Měření ochrany rádiového příjmu před rušením	-	-	+
Zkouška oleje pro transformátory s olejovou náplní			
a) zkouška průrazného napětí oleje	+	+	-
b) měření obsahu vody v oleji transformátorů se jmenovitým napětím 110 kV a vyšším	+	+	-
c) měření $\text{tg}\delta$, R_0 a ϵ_r oleje transformátorů se jmenovitým výkonem 110 kV a vyšším	+	+	-
+ vykonává se; - nevykonává se			
*) Pro transformátory určené pro energetiku – typová zkouška			

Tab. 38 Přehled on-line a off-line diagnostických metod.

Metoda	Název	Měřené části	On/Off – line diagnostika
Optická	Vizuální inspekce	Celý transformátor	on/off
	Termovizuální kontroly	Celý transformátor	on/off
Chemická	DGA - Analýza rozpuštěných plynů	Olej v transformátoru, přepínači odboček	on/off
	Stupeň polymerace	Pevná složka EIS olej-papír	off
	Obsah vody v oleji/Vlhkost	Olej v transformátoru, přepínači odboček	on/off
	Analýza furanů	Olej v transformátoru, přepínači odboček	off
Elektrické	Měření izolačního odporu	Vinutí, průchodky	off
	Měření vnitřní rezistivity		off
	Měření ztrátového činitele a kapacity	Izolační systém, olej, průchodky	off
	SFRA (Sweep Frequency Responce Analysis)	Vinutí	off
	TDS (Time domain spectroscopy)	Vinutí, průchodky	off
	FDS (Frequency domain spectroscopy)	Vinutí, průchodky	off
	Elektrická pevnost	Olej v transformátoru, přepínači odboček	off
	UHF metoda měření částečných výbojů	Vinutí, průchodky, přepínač odboček	on
	Měření proudu a napětí		on
	Měření teploty	Vinutí	on
Měření částečných výbojů	Vinutí, průchodky, přepínač odboček	off	

Tab. 39 Porovnání on-line a off-line diagnostiky transformátorů. [30]

Ukazatel	Off-line diagnostika	On-line diagnostika
Cena	Přiměřená	Vysoká
Instalace	Jednoduchá	Obtížná (zejména realizace přenosových cest)
Šance nalezení problému před jeho vznikem	Nízká (záleží na pravidelnosti kontrol a údržby)	Vysoká (vzhledem k sledování klíčových parametrů)
Čas potřebný pro odhalení problému	Dlouhý, vzhledem k zajištění lidských zdrojů a měřicího vybavení pro nalezení problému	Krátký vzhledem k pravidelnému sledování stavu
Měření	Nepravidelné záleží na dostupnosti lidských a měřicích zdrojů	Automatické
Pravděpodobnost, že nedojde k detekci hlavního/ kritického selhání*	0, 945 % / 0, 105 %	0, 378 % / 0,042 %
*Kalkulace 100 MVA transformátoru		

Příloha 3

Diagnostika transformátorových olejů

V následujících odstavcích jsou uvedeny způsoby měření zvolených elektrických a neelektrických parametrů.

Elektrická pevnost a průrazné napětí

Elektrická pevnost je základním elektrickým parametrem elektroizolační kapaliny. Určuje hodnotu intenzity elektrického pole E_P , která způsobuje přeskok v kapalině mezi dvěma elektrodami o vzdálenosti d . Měření elektrické pevnosti kapalných izolantů používaných v transformátorech se určuje na základě normy ČSN EN 60156.

$$E_p = \frac{U_p}{d} \quad (3-1)$$

kde E_P je elektrická pevnost [$V \cdot m^{-1}$],

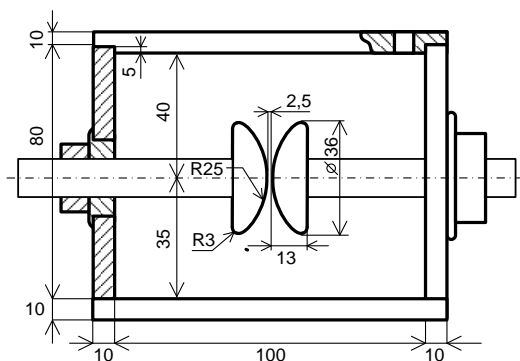
U_P je velikost průrazného napětí [V],

d je vzdálenost mezi elektrodami [m].

Elektrodový systém pro měření elektrické pevnosti je zobrazen na Obr. 43 Semisférické elektrody jsou vyrobené z austenické oceli a umístěny v pevné vzdálenosti 2,5 mm. Do testovací nádoby se vlévá 350 ÷ 600 ml izolační kapaliny. Četnost měření musí být alespoň 6 průrazů a prodleva minimálně 2 minuty. Místo jednotky $V \cdot m^{-1}$ se v praxi používá $kV \cdot mm^{-1}$.

Fyzikální interpretace procesů probíhajících při průrazu (přeskoku) kapaliny nejsou doposud plně popsány. Vyskytuje se množství teorií snažících se o popis přeskoku v izolační kapalině, ale zatím žádná nepřinesla plné vysvětlení problému. S určitostí lze konstatovat, že jsou známy určité stavy a interakce, kterými je přeskok v oleji charakteristický. Záleží především na nehomogenitě elektrického pole mezi elektrodami dané jejich tvarem a stavem kapalného izolantu mezi nimi. Ten může být negativně ovlivněn částicemi oddělenými z povrchu elektrod během předchozích přeskoků v oleji, rozkladovými produkty plynného, kapalného nebo pevného skupenství charakteristické pro daný olej či nečistot z vnějších zdrojů. Elektronů injektovaných z povrchu napěťové elektrody poté reagují s ionty v kapalině a dochází k vzájemnému předávání energií. V případě výše uvedených nehomogenit v elektroizolační kapalině dochází v závislosti na hodnotě relativní permitivity $\epsilon_{r\check{c}}$ vzhledem

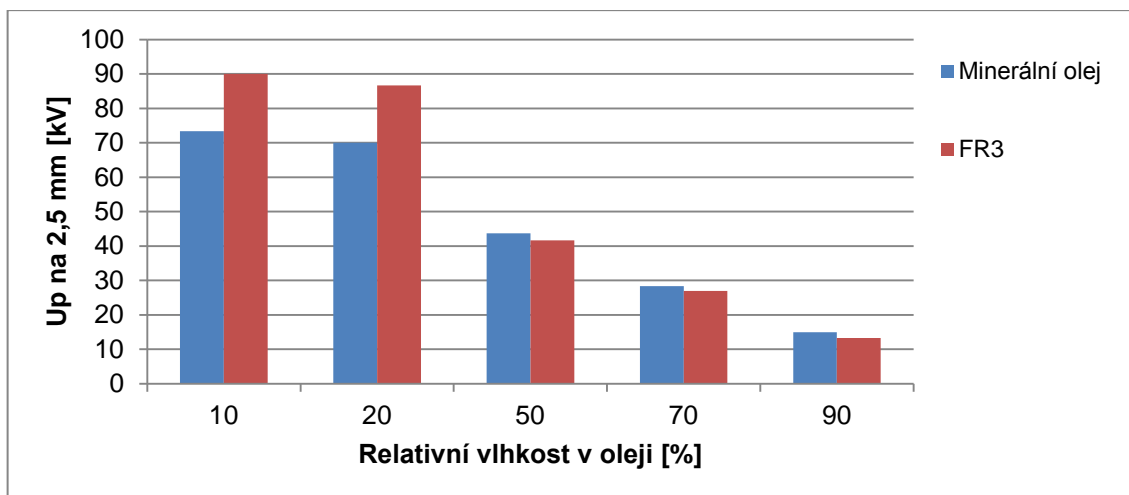
ke kapalině ϵ_{rk} k přitahování ($\epsilon_{r\check{c}} > \epsilon_{rk}$) či odpuzování ($\epsilon_{r\check{c}} < \epsilon_{rk}$) do oblastí s vyšší intenzitou elektrického pole. V důsledku toho mohou získávat ionty vysokou kinetickou energii, kterou opětovně ztrácejí při srážkách s dalšími molekulami. Vazby mezi řetězci tak mohou být narušeny a uvolňují se další ionty. Při zvýšení intenzity elektrického pole mezi elektrodami nad kritickou hodnotu nastává nekontrolovatelný růst iontů v kapalině v důsledku rozpadu molekul oleje. Mezi elektrodami lokálně roste v závislosti na tlaku také teplota kapaliny. Tepelná energie tak může přispět k disociaci molekul oleje a vzniku např. vzduchových bublinek, které se vzájemně spojují ve směru působící intenzity mezi elektrodami. Tím usnadňují vznik výbojového kanálku mezi elektrodami [33], [75], [76].



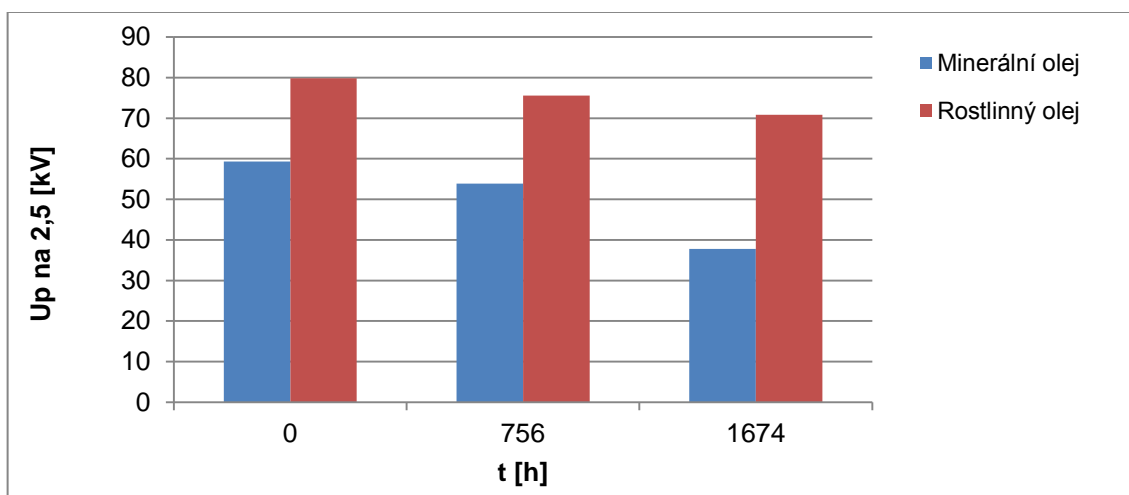
Obr. 43 Elektrodotový systém pro měření elektrické pevnosti kapalin [71].

Základními rozdíly mezi minerálními a perspektivními oleji z pohledu elektrické pevnosti je množství vody, které mohou pojmout. Jelikož je schopnost saturace např. u olejů na bázi přírodních esterů mnohonásobně vyšší, nedochází při nízkých koncentracích vlhkosti v oleji k negativnímu ovlivňování vlastností oleje oproti minerálnímu. Při koncentracích nad 50 % již začíná být vliv vlhkosti na olej FR3 významný a snižuje tak hodnotu průrazného napětí.

Během praktického provozu uvedený extrém nenastane a hodnoty průrazného napětí budou vykazovat trend naznačený na Obr. 44, kde jsou výsledky získané při provozu malého výkonového transformátoru zatěžovaného tak, aby teplota horní vrstvy dosahovala hodnoty 120 °C, poté došlo k ochlazení na teplotu okolí 30 °C a celý proces se cyklicky opakoval. U minerálního oleje je v tomto případě vidět větší pokles průrazného napětí s časem právě v důsledku vyššího obsahu vody způsobeného vlhkostí v nádobě, jak prokázala měření [38], [84].



Obr. 44 Závislost průrazného napětí na relativní vlhkosti [18].



Obr. 45 Závislost průrazného napětí na době tepelné expozice [84].

Ztrátový činitel, relativní permitivita a vnitřní rezistivita

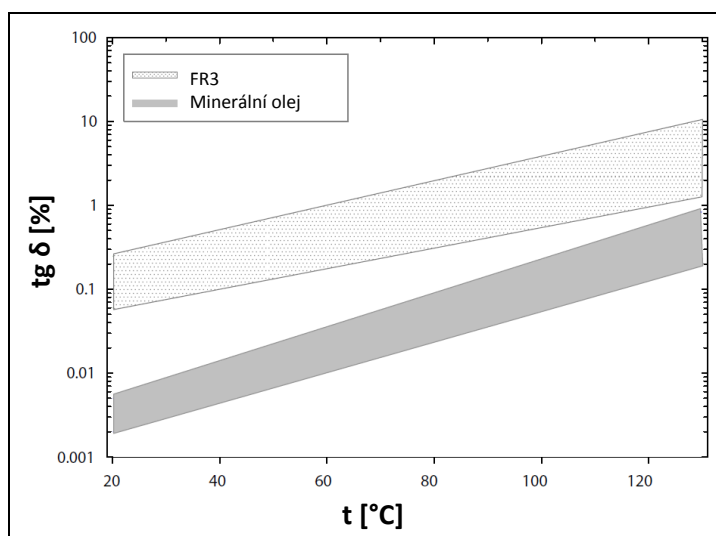
Ztrátový činitel, vnitřní rezistivita i relativní permitivita jsou důležitými parametry EIS transformátoru, které jak bylo uvedeno výše, mají důležitou výpovědní schopnost o stavu EIS, jelikož citlivě reagují na změny v obsahu různých degradačních produktů při rozpadu EIS. Proto dochází k jejich proměňování rovněž u vzorku izolační kapaliny. Měřením ztrátového činitele, relativní permitivity a vnitřní rezistivity se zabývá norma ČSN EN 60247.

Ztrátový činitel

Ztrátový činitel $\text{tg } \delta$ určuje energii ve střídavém elektrickém poli, která se v materiálu vlivem relaxačních procesů přemění na teplo. V případě nových olejů, kde je minimální obsah vlhkosti a nečistot způsobujících vyšší polárnost látky, je hodnota $\text{tg } \delta$ velmi nízká.

Ztrátový činitel může být měřen i v závislosti na frekvenci. Metoda se používá k určení poloh lokálních frekvenčních maxim, které charakterizují druh polarizace, jenž je nejvíce uplatňován [33], [90].

Na Obr. 46 je znázorněn průběh $\text{tg } \delta$ minerálního oleje a oleje na bázi přírodních esterů FR3 pro různé teploty. Z průběhu vyplývají teoretické předpoklady autorů [7], že FR3 je vlivem své chemické struktury více polární než olej minerální. Čím nižší je polárnost kapaliny, tím nižší jsou ztráty v kapalině vytvářené především elektrickou vodivostí. Rovněž je patrné, že je vhodné měřit $\text{tg } \delta$ při vyšších teplotách, jelikož se více projeví rozdíly mezi porovnávanými oleji. Kriteriaální hodnoty $\text{tg } \delta$ jsou uvedeny v IEEE C 57.104 – „Příručka pro použití a údržbu kapalin na bázi přírodních esterů v transformátorech“ stejně jako v ČSN normách pouze pro teplotu 25 °C, respektive 20 °C (< 3 % a 1 %). To může způsobovat nepřesnou interpretaci výsledků, protože se vliv degradace oleje nejvíce projevuje až při teplotách nad 50 °C. Perspektivní oleje dosahují obecně mnohem vyšších hodnot ztrátového činitele při vyšších teplotách než minerální olej, řádově jednotky až desítky procent.



Obr. 46 Teplotní závislost $\text{tg } \delta$ na teplotě pro minerální olej a olej na bázi přírodních esterů FR3. Převzato z [7].

Vnitřní rezistivita

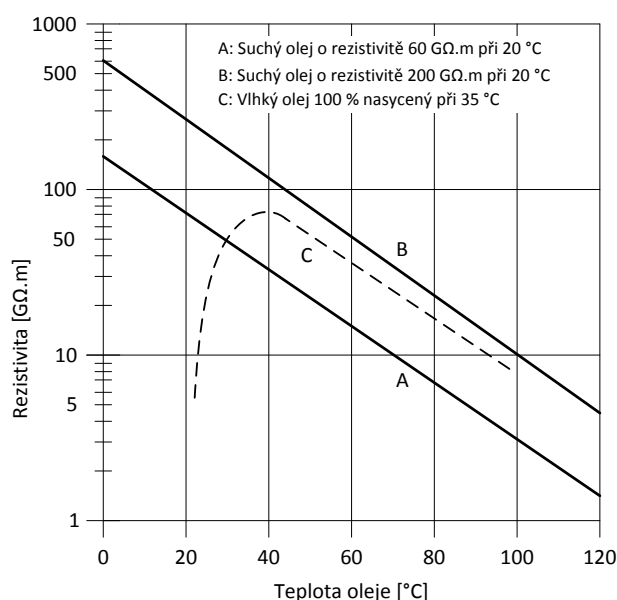
Elektroizolační kapaliny jsou nepolární látky s malou hodnotou elektrické vodivosti. Na vodivost mají markantní vliv polární nečistoty např. voda. Samotné zvýšení teploty se projevuje poklesem rezistivity vlivem snížení viskozity a tím i pohyblivosti nosičů náboje v objemu kapaliny. Vnitřní rezistivita ρ_v určuje nepřímo velikost konduktivity a vypočítává se podle vztahu (3-2). Hodnota vnitřní rezistivity používaných izolantů se pro čisté izolanty

pohybuje v rozmezí $10^8 \div 10^{12} \Omega \cdot \text{m}$, někdy se namísto metrů mohou používat centimetry, záleží na normě, podle které byl daný vzorek měřen. Pro praktická měření se používá vhodný tříelektrodový systém pro měření kapalin a schéma zapojení se volí na základě ČSN EN 60247.

$$\rho_v = \frac{1}{\varepsilon_0} \cdot C_0 \cdot R_v \quad (3-2)$$

- kde ρ_v je vnitřní rezistivita [$\Omega \cdot \text{m}$],
 ε_0 je permitivita vakua $8,85 \cdot 10^{-12}$ [$\text{F} \cdot \text{m}^{-1}$],
 C_0 je kapacita prázdné měřicí nádoby [F],
 R_v je naměřená hodnota vnitřního elektrického odporu [Ω].

Obecně existuje spojitost mezi ztrátovým činitelem a rezistivitou, kdy při poklesu ztrátového činitele hodnota rezistivity vzroste. Je to způsobeno polárními částicemi, které vznikají degradací EIS. Oleje na bázi přírodních esterů vykazují vyšší generaci nosičů elektrostatického náboje (**ECT** – Electrostatic Charging Tendency) [85] ve srovnání s minerálním olejem. Čím více je v systému polárních složek zvyšujících vodivost kapaliny, tím více klesá rezistivita a rostou ztráty reprezentované **tg δ** . U elektroizolačních olejů v závislosti na vnějším elektrickém poli dochází nejdříve k lineárnímu růstu vodivostního proudu s velikostí intenzity elektrického pole **E** a platí zde Ohmův zákon. Při určité hodnotě vnějšího pole pak začne vlivem nárazové ionizace vodivost prudce narůstat [33].



Obr. 47 Příklad změny rezistivity s teplotou u izolačních olejů. Převzato z [74].

Na Obr. 47 je zobrazena závislost rezistivity na teplotě minerálního oleje. Při vyšších teplotách je patrný klesající trend. Z průběhů dále vyplývá důležitost měření i při nižších

teplotách (20 ÷ 40 °C), neboť rozdíly mezi 100 % vlhkým (křivka C) a suchým olejem (křivka A, B) se projevují právě tam. V počátečním stavu disponují modifikované rostlinné oleje hodnotami přibližně o řád nižší rezistivity v porovnání s minerálními oleji [11], [13]. Většinou se v IEEE normách měření tohoto parametru u minerálních olejů neuvádí [88], přesto plní v oblasti diagnostiky výkonových transformátorů s perspektivními oleji důležitou informační úlohu.

Relativní permitivita

Velikost relativní permitivity ϵ_r určuje míru polárnosti kapaliny čím vyšší permitivita tím vyšší je i polárnost. Relativní permitivita se vypočítává na základě vztahu (3-3) jako poměr kapacity měřicí nádoby s kapalinou a bez ní.

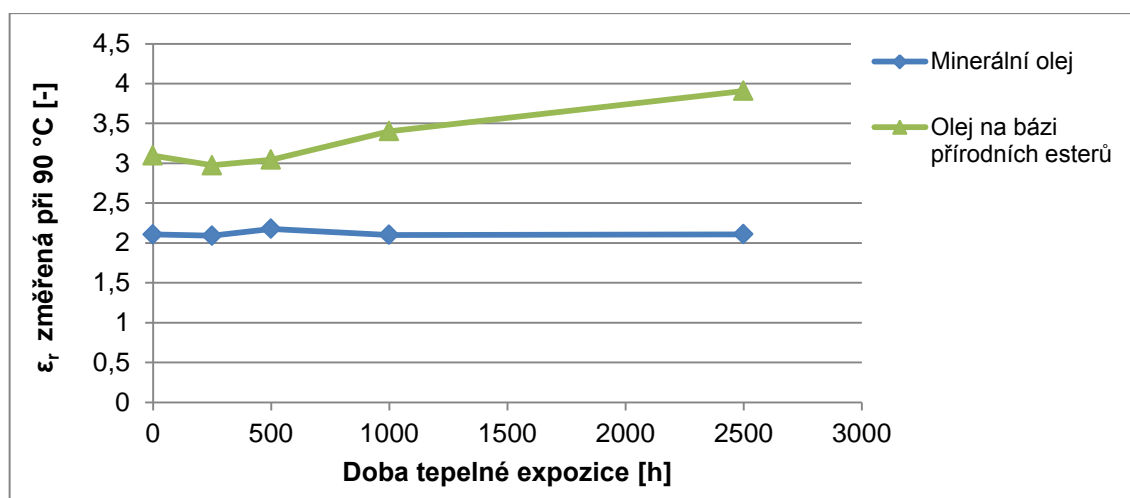
$$\epsilon_r = \frac{C_x}{C_0} \quad (3-3)$$

kde ϵ_r je relativní permitivita [-],

C_0 je kapacita prázdné měřicí nádoby [F],

C_v je kapacita měřicí nádoby s kapalinou [F].

Relativní permitivita izolačních kapalin používaných pro výkonové transformátory se obecně pohybuje v rozmezí 2 ÷ 3. Její hodnota poskytuje informaci o čistotě kapaliny, vlivu intenzity elektrického pole na elektrické namáhání izolační kapaliny a množství nosičů náboje v jejím objemu. Studium vlivu teploty a vlhkosti na změnu relativní permitivity různých izolačních kapalin (minerální olej, kapaliny na bázi přírodních esterů) poskytli autoři [34]. Naměřené hodnoty ukazují, že použitý minerální olej dosahoval zhruba o třetinu nižších hodnot permitivity než oleje na bázi přírodních esterů. S množstvím relativní vlhkosti v oleji se hodnoty permitivity v případě kapalin na bázi přírodních esterů v porovnání s minerálními oleji mění více. Rovněž i závislost permitivity měřené při teplotě 90 °C je v případě minerálních olejů významně stabilnější během tepelné expozice (110 °C, 2500 h, specifikace experimentu tepelné expozice jsou stejné jako v kapitole 5) než u testovaného PO, jak ukazuje Obr. 48. Během tepelné expozice má relativní permitivita rostoucí charakter, může to být způsobeno již avizovanou ECT větší kumulací náboje. Čím vyšší je teplota, tím významnější je růst oleje na bázi přírodních esterů zatímco v případě minerálních olejů se držel stabilně v rozsahu (2,09 ÷ 2,18). Pro dlouhodobé tepelné stárnutí (155 °C, 1250 h) však bylo prokázáno, že mohou nabývat oba oleje podobně vysokých hodnot cca 5 [91].



Obr. 48 Závislost relativní permitivity vybraných olejů na době tepelné expozice.

Viskozita

Jedná se o důležitý parametr každé izolační kapaliny používané v oblasti výkonových nebo distribučních transformátorů. Hodnota viskozity určuje sílu mezimolekulárních sil mezi molekulami kapaliny charakterizující vnitřní tření. Obecně platí, že čím menší hodnota tím vyšší tekutost a efektivnější odvod tepelné energie. Existují dva základní druhy viskozity dynamická a kinematická. Způsoby jejich měření popisuje norma ČSN ISO 3104. U transformátorových izolačních kapalin se používá výhradně viskozita kinematická, definovaná jako doba průtoku daného objemu zkoušené kapaliny způsobené gravitační silou kalibrovaným skleněným kapilárním otvorem viskozimetru za reprodukováných podmínek a při známé a v úzkém rozmezí regulovatelné teplotě. Kinematická viskozita má jednotku mm^2/s , nebo se používá Stokes ($= 1 \text{ cm}^2/\text{s}$).

$$v = C \cdot t \quad (3-4)$$

kde v je kinematická viskozita [mm^2/s],

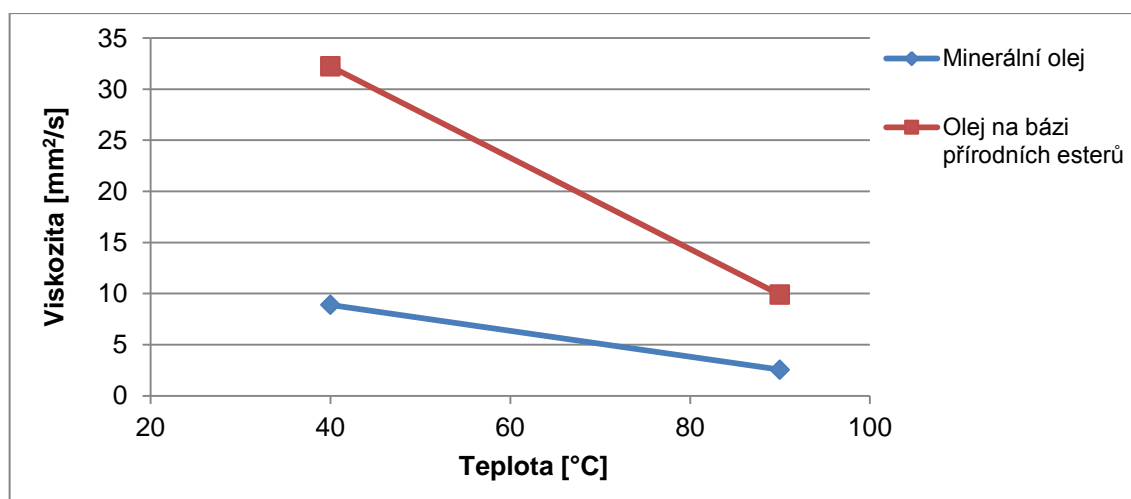
C je konstanta viskozimetru [mm^2/s^2],

t je střední hodnota doby průtoku viskozimetrem [s].

Na Obr. 49 je znázorněna změna viskozity minerálního a rostlinného oleje v závislosti na teplotě. V případě minerálního oleje dochází v rozsahu teplot $40 \div 90 \text{ }^\circ\text{C}$ od $9 \div 3 \text{ mm}^2/\text{s}$ oproti $32 \div 10 \text{ mm}^2/\text{s}$ u olejů na bázi přírodních esterů [39], [57], [85], [92]. Viskozita u minerálních olejů obecně není považována za klíčový parametr, mnohá experimentální měření stejně jako měření provedené v experimentální části potvrdily, že viskozita

minerálních olejů neroste (roste jen nepatrně). Je to způsobeno tím, že vlivem tepelné expozice nedochází k rozvětvení stávajících uhlovodíkových řetězců a jejich polymeraci jako u perspektivních olejů, ale k jejich pozvolnému rozpadu, který je pravděpodobně příčinou změny viskozity v řádů desetin až setin původní hodnoty.

Běžné rostlinné oleje mají viskozitu při 40 °C v závislosti na druhu použitého oleje o hodnotě cca 40 ÷ 45 mm²/s [15], [94], [95]. Tepelnou expozicí dochází u olejů na bázi přírodních esterů i rostlinných olejů vlivem termooxidačních reakcí k nasycování mastných kyselin, které způsobuje polymeraci a nežádoucí nárůst viskozity (desítky až stovky mm²/s) v závislosti na době tepelné expozice. V případě experimentů s hermeticky uzavřenými nádobami naopak viskozita během tepelné expozice rostla méně (jednotky mm²/s při teplotě 40 °C) [18], [84], [85].



Obr. 49 Vliv teploty oleje na hodnotu viskozity [85].

Dalšími důležitými parametry, které určují schopnost chlazení kapaliny, jsou tepelná vodivost, měrná tepelná kapacita a teplotní objemová roztažnost. V Tab. 3 jsou uvedeny hodnoty tepelné vodivosti pro minerální a perspektivní oleje. Výsledky ukazují, že perspektivní oleje mají až o třetinu lepší schopnost odvádět teplo. Rovněž ve zbývajících parametrech dosahují lepších výsledků v porovnání s minerálními oleji (Tab. 40). To znamená, že perspektivní oleje dosahují nižší expanze v důsledku působení teploty a nižší teplotní gradient během cyklické změny teploty. Schopnost přenosu tepla může být vyjádřena chladicím kritériem určeným dle vztahu (3-5). Čím vyšší je hodnota, tím snazší je přenos tepla kapalinou [31].

$$P_{ch} = \frac{c_{mT} \cdot \lambda \cdot \alpha_T}{v_k} \quad (3-5)$$

- kde P_{ch} je chladicí kritérium [-],
 c_{mT} je měrná tepelná kapacita [kJ/kg.°C],
 λ je teplotní součinitel objemové roztažnosti [1/°C],
 α_T je tepelná vodivost [W/m.K].

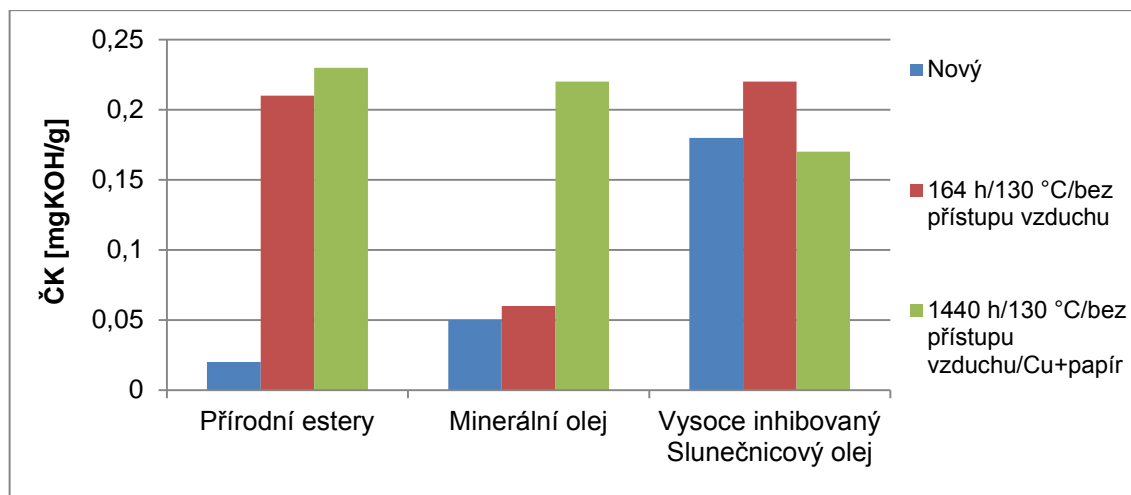
Tab. 40 Vybrané teplotní charakteristiky minerálního a perspektivního oleje [95].

Parametr	Teplota měření [°C]	Hodnota parametru	
		Minerální olej	Perspektivní olej
Měrná tepelná kapacita c_{mT} [kJ/kg.°C]	25	0,43	0,57
Teplotní součinitel objemové roztažnosti λ [1/°C]	25 ÷ 100	$6,88 \cdot 10^{-4}$	$7,35 \cdot 10^{-4}$

Číslo kyselosti

Během provozu transformátoru dochází vlivem degradace jednotlivých složek EIS a konstrukčních materiálů k tvorbě kyselých reagujících anorganických a organických složek.

Perspektivní oleje určené pro transformátorové aplikace dosahují v počátečním stavu řádově obdobných hodnot čísla kyselosti jako oleje minerální nejčastěji v rozsahu 0,01 ÷ 0,08 mgKOH/g [18], [84], [93]. Během tepelné expozice pak dochází k navýšení čísla kyselosti (jednotky mgKOH/g) v důsledku oxidace, rozpadu řetězců mastných kyselin či uhlovodíkových vazeb, hydrolytických reakcí, způsobených katalyzátory (celulóza, měď). Výzkumy [18], [38], [84] ukazují, že v případě olejů rostlinných a na bázi přírodních esterů nejsou změny čísla kyselosti oproti minerálním olejům tak markantní v závislosti na tom, zda je systém v ochranné atmosféře či vystaven vlivu katalyzátorů (viz Obr. 50). Minerální oleje jsou na uvedené degradační podněty mnohem citlivější a reagují na ně během tepelné expozice změnou (do desetinásobku počáteční hodnoty), která ale bývá menší než v případě perspektivních olejů (desíti násobky počáteční hodnoty).



Obr. 50 Změna čísla kyselosti izolačního oleje v závislosti na tepelné expozici a obsahu katalyzátorů [18].

Měřením čísla kyselosti se zabývá norma ČSN EN 62021-1. Pro stanovení čísla kyselosti v transformátorovém oleji se využívá potenciometrická metoda a metoda na alkalickou modř 6B. V případě první metody se používá výše uvedený princip neutralizace kyselých složek v roztoku, který se titruje na hodnotu 11,5 pH. Druhá metoda je založena na titraci kyselých sloučenin v oleji alkoholickým roztokem KOH, kde výsledný roztok mění barvu (z modré nebo zelené na červenou) na základě množství kyselých složek v jeho objemu. Přesná hodnota čísla kyselosti se dopočítává na základě ČSN ISO 6618.

Obsah vody

Množství vody, která může být v oleji obsažena, je omezeno jeho rozpustností. ČSN 60422 charakterizuje rozpustnost vody v oleji parametrem W_s , který závisí na typu oleje, jeho stavu a teplotě.

$$W_s = \frac{W_{abs}}{W_{rel}} \quad (3-6)$$

kde W_s je rozpustnost vody v oleji [mg/kg],

W_{abs} je absolutní obsah vody v oleji [mg/kg],

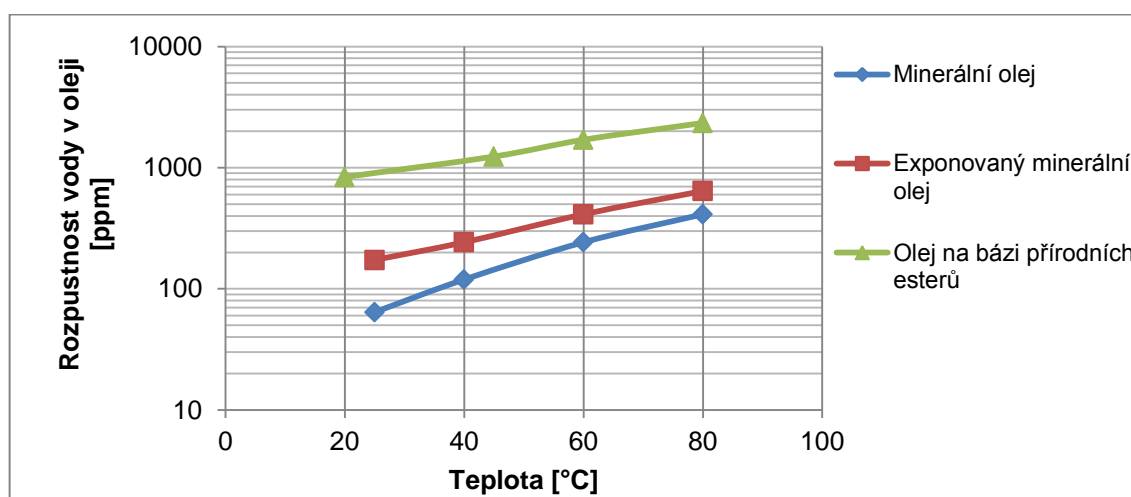
W_{rel} je relativní obsah vody [%].

Obsah vody v oleji je přímo úměrný relativní koncentraci vody až k hladině saturace a je exponenciálně závislý na teplotě. Na konstanty W_{olej} , B má vliv především podíl aromatických složek v oleji.

$$W_s = W_{olej} \cdot e^{-(B/T)} \quad (3-7)$$

kde W_{olej} je empiricky určená konstanta [mg/kg],
 B je empiricky určená konstanta [-],
 T je teplota oleje při odběru vzorku [K].

Absolutní obsah vody v oleji je nezávislý na stavu oleje a teplotě [74]. S rostoucí teplotou se část hydratované vody transformuje na vodu nerozpuštěnou (Obr. 51). Tím může docházet k růstu relativní vlhkosti v oleji, jelikož je počítána jako poměr W_{abs} a rozpuštěné vody. Exponované oleje v důsledku oxidace a degradačních produktů polárního charakteru mohou dosahovat zvýšené množství rozpuštěné vody.



Obr. 51 Rozpustnost vody v různých olejích [18].

Množství vody v oleji se určuje metodu Karl Fisherovou coulometrickou titrací. Sloučením vody s jodidem a oxidem siřičitým v alkoholu jako rozpouštědle dochází elektrolyticky ke vzniku jódu, který reaguje s vodou a vytváří tak ekvivalentní množství elektrického proudu podle Faradayova zákona na základě rovnice (3-8). Velikost náboje pro 1 mg vody odpovídá 10,71 pC.



V případě perspektivních olejů je absolutní množství vody několikanásobně vyšší než u minerálních olejů (např. 8 mg/kg vs. 60 mg/kg při 70 °C [48]). Na druhou stranu ale svými

hygroskopickými vlastnostmi zajišťuje nižší obsah vody v papírové izolaci než v případě minerálních olejů [44], [96].

Relativní vlhkost se určuje kapacitními senzory, kde dielektrikum mezi elektrodami reprezentuje polymerní film. Vlivem navlhání tohoto filmu dochází ke změně kapacity uspořádání, které se dále vyhodnocuje. Tento způsob se používá nejčastěji pro online diagnostiku za provozu transformátoru.

Bod vzplanutí, hoření a tuhnutí

Minerální oleje se pro transformátorové aplikace využívají nejčastěji. Významnou nevýhodou těchto olejů je nízká odolnost proti požárům, která může vést až k explozi a nenávratnému zničení transformátoru. Způsobeno je to rozštěpením uhlovodíkových řetězců oleje působením tepelné energie. Izolační kapalina i její odolnost z hlediska požárů tak představuje důležitou informaci o možnosti potenciálního rizika za provozu transformátoru. Z tohoto důvodu se u oleje určují bod hoření a bod vzplanutí. Bod vzplanutí je definován jako množství par testovaného oleje, které v kombinaci se vzduchem vytváří směs par, která se po přiblížení iniciačního plaménku vznítí a okamžitě zhasne. V případě bodu hoření se jedná o koncentraci par vyvolaných tepelnou degradací, které způsobí po iniciačním zapálení trvalé hoření oleje. Praktické měření se provádí na Pensky-Martenson přístroji.

Bod tuhnutí je definován jako teplota, při které olej tuhne, tzn. vlivem krystalizace struktury, se stává natolik pevnou, že přestává téci. Tuhost izolační kapaliny se projevuje poklesem jeho hladiny v nádobě a zvýšením viskozity. Izolační kapaliny se podle velikosti bodu tuhnutí rozdělují na tři třídy. První třída má teplotu tuhnutí do - 30 °C, druhý do - 45 °C a třetí do - 60 °C. Bod tuhnutí je důležitý, pokud transformátor pracuje při extrémně nízkých teplotách, popř. je v takových podmínkách uveden do provozu. Měření se provádí ve zkumavce, kam se nalije ohřátá kapalina na teplotu 50 °C. Zkumavka se umístí do vodní koupele, která je průběžně ochlazována, dokud kapalina nepřestane téci alespoň na dobu 5 sekund po naklonění zkumavky [3], [4].

Biologická odbouratelnost

Biologická odbouratelnost je důležitým kritériem pro aplikaci perspektivních olejů. Pro měření biologické odbouratelnosti je možné použít více metod (např. CEC-L-33, OECD 301, ASTM D 5864), v závislosti na druhu izolační kapaliny a jejího použití. Nejpoužívanějším

způsobem pro určení odbouratelnosti izolační kapaliny je míra množství, které se působením čisté vody či odpadních vod popř. jejich kombinací přemění na CO₂ (OECD 301, ASTM D 5864 apod.) za dobu 28 dnů. Další možností, kterou využívá např. metoda CEC-L-33 je měření úbytků testované kapaliny pro různé inkubační doby infračervenou spektrometrií. Na základě míry biologické odbouratelnosti se izolační kapaliny dělí do tří skupin [16], [87].

1. **Snadno biologicky odbouratelné** – minimálně 60 ÷ 70 % vzorku oleje je rozloženo (rostlinné oleje, oleje na bázi přírodních i syntetických esterů).
2. **Přírodně biologicky odbouratelné** – 20 ÷ 60 % vzorku oleje je rozloženo (syntetické oleje, minerální olej, silikonový olej).
3. **Dlouhodobě biologicky odbouratelné** – méně než 20 % vzorku oleje je rozloženo (minerální olej, silikonové kapaliny).

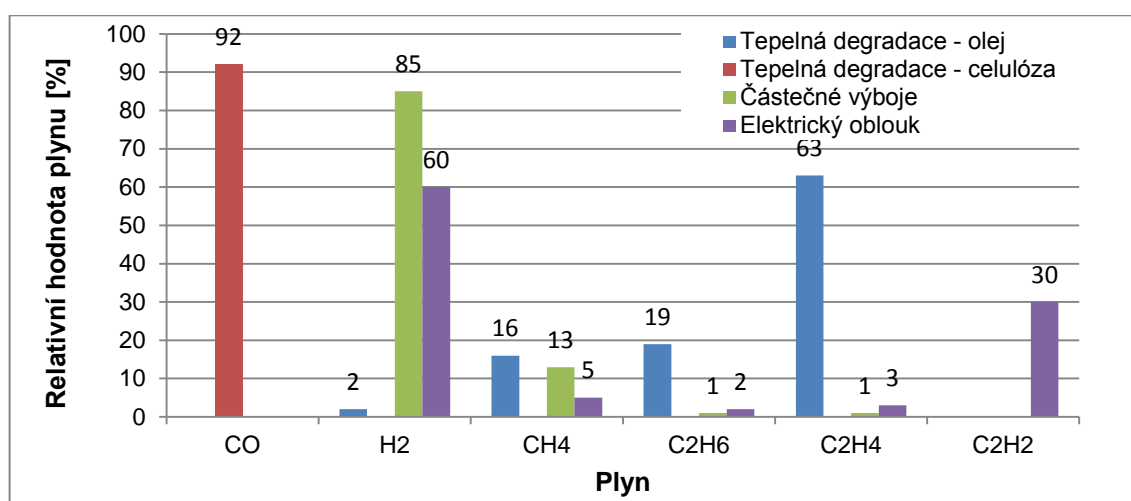
Příslušnost oleje do určité skupiny je významně ovlivněna použitými surovinami na jeho výrobu, technologickým procesem výroby a jeho chemickým složením. Proto jsou zejména minerální a syntetické kapaliny zařazeny do více jak jedné skupiny.

Analýza plynů v oleji

Měření plynů je důležitou diagnostickou metodou určování stavu izolační kapaliny, stejně jako v případě celého systému během jeho provozu. Měření obsahu plynů v provozu se provádí senzory pracujícími nejčastěji na principu palivového článku tedy elektrochemickém. K vyřídění klíčových plynů slouží selektivní permeabilní membrána (teflon, polypropylen apod.). Vyfiltrované plyny vzniklé při degradaci EIS rozpadem jeho jednotlivých složek, jsou přivedeny na anodu senzoru. Katoda je reprezentována oxidačním činidlem, kde nastává redukce na anionty, které reagují s jednotlivými plyny. Nejvyšší citlivost má senzor na vodík, který je schopen určovat i minutové změny jeho koncentrace. Společně s dalšími vyhodnocovanými prvky jako oxidem uhelnatým, oxidem uhličitým, acetylenem a etylenem. Jako elektrolytu pro senzor se využívá voda nebo jiná vhodná organická látka [3], [30]. Samotné olejové vzorky odebrané během údržby transformátoru jsou vyhodnocovány plynovou chromatografií neboli metodou analýzy rozpuštěných plynů tzv. **DGA (Disolved Gas Analysis)** či kapalinovou chromatografií.

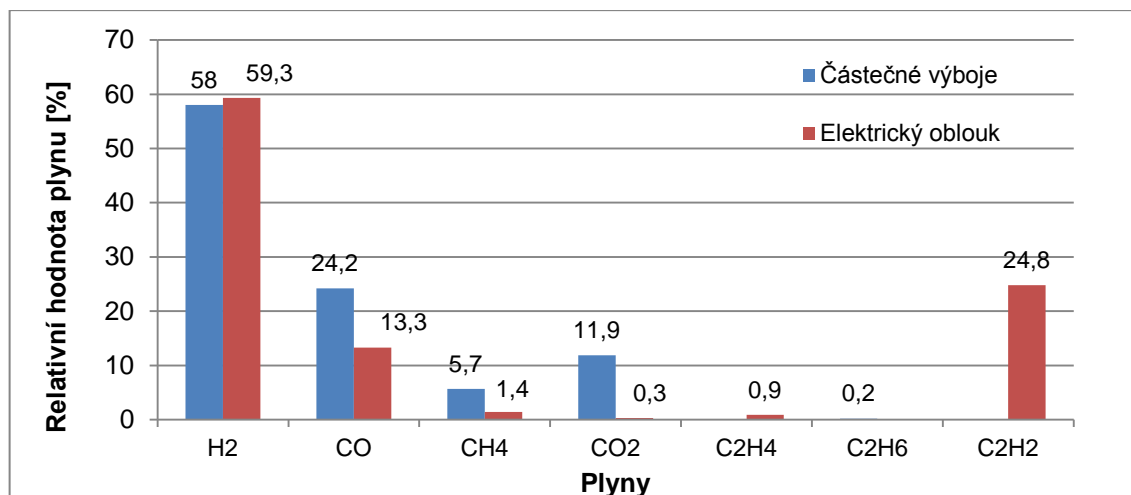
Na Obr. 52 jsou uvedeny procentuální obsahy plynů charakteristické pro konkrétní degradaci v EIS. Pevná složka na bázi celulózy je určena pro teplotní třídu A (90 °C) v případě tepelně upravené verze papíru může pracovat dlouhodobě až při 110 °C. Při

teplotách vyšších než 130 °C dochází k exponenciálnímu růstu rozpadu celulózy v důsledku pyrolýzy s doprovodnými degradačními produkty především CO a CO₂ [58]. Uvedené plyny jsou pro materiál pevné složky nejvíce charakteristické bez ohledu na degradační mechanismus, kterému jsou vystaveny. Minerální oleje mají vyšší teplotní stabilitu vazeb mezi uhlovodíkovými molekulami, proto se jednotlivé degradační mechanismy projevují odlišnou škálou výsledných plynů. Pro elektrickou degradaci je charakteristický vznik vodíku a metanu. U elektrického oblouku působícím v oleji se projevuje významně acetylén. Výsledné plynování systému vlivem degradace se projevuje vzájemným promísením spekter, tzn. ve výsledném diagramu se projeví uhlíkové oxidy vzniklé převážně v pevné složce EIS.



Obr. 52 Procentuální množství plyných produktů vzniklých různými degradačními mechanismy [54].

Obsah plynů charakteristický pro elektrickou degradaci (částečné výboje, elektrický oblouk) je uveden na Obr. 53. Nejvíce jsou rozšířeny plyny vodíku, oxidů uhlíku, metanu a v případě elektrického oblouku i acetylénu. Kromě CO a CO₂ se tedy jedná o stejné charakteristické plyny jako v případě minerálního oleje, jen s rozdílným procentuálním obsahem.



Obr. 53 Množství plynů uvolněné vlivem elektrické degradaci v rostlinném oleji [15], [57].

Na rychlosti degradace izolačního systému se významnou měrou podílejí katalyzátory, zastoupené u transformátorů velkých výkonů majoritně mědí a železem. Uvedené prvky mohou svými volnými ionty přispívat k dílčím procesům např. peroxidaci. Volné ionty se tak významně podílejí na zvýšení objemu plynů v oleji během tepelné degradace. Experimenty [49], [61] ukazují, že při teplotách nad 100 °C dochází u olejů minerálních i na bázi přírodních esterů působením katalyzátoru (měď) ke zvýšení koncentrace CO₂, CO a C₂H₆. Největší změna byla zaznamenána v oleji na bázi přírodních esterů, kde vzrostl obsah CO₂ o jednu třetinu v porovnání se vzorkem bez katalyzátoru. U ostatních uvedených plynů nastává zvýšení obsahu v rozmezí 5 ÷ 10 %.

Vyhodnocení výsledků analýzy DGA je možné provést na základě norem ČSN EN 60559 a IEEE C57.104 třemi základními metodami:

- Metodou poměrových kritérií.
- Metodou Duvalova trojúhelníku.
- Metodou klíčových plynů.

Příloha 4 – Doplnění experiment střídavé degradace

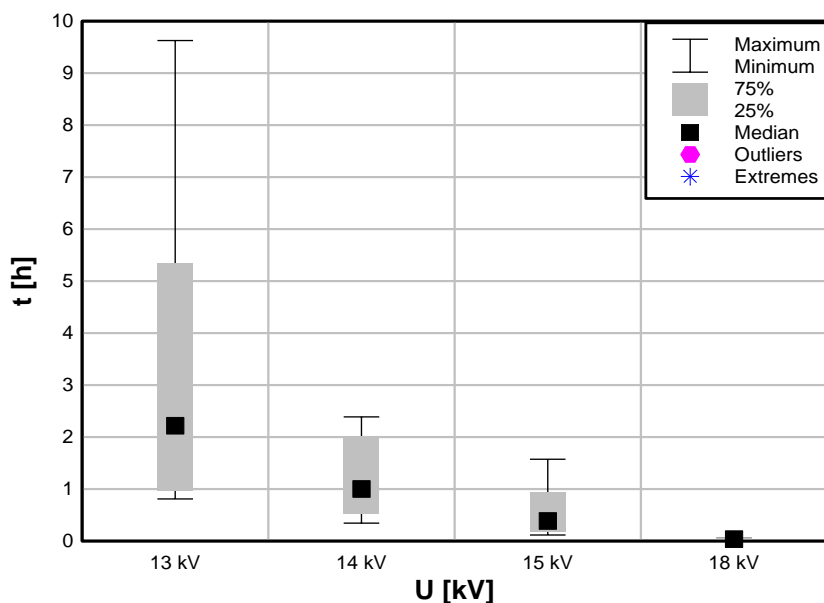
Statistické vyhodnocení elektrické degradace

Na základě funkce v programu d-plot byly vykresleny základní charakteristiky dat časů do průrazu pro jednotlivé napěťové úrovně ve formě krabicových-grafů (Obr. 54, Obr. 55). Charakteristickými parametry je medián, tedy hodnota, která se nachází uprostřed souboru dat seřazených od nejmenšího k největšímu, následně interval ohraničující oblast, ve které se nachází **U-QRT** a **L-QRT**, tzn. 25 až 75 % hodnot a rovněž označení maximum a minimum v souboru. Hodnota **Outliers** je určena jako 1,5 násobek směrodatné odchylky souboru a hodnoty **Extremes** překračují 3 násobek směrodatné odchylky.

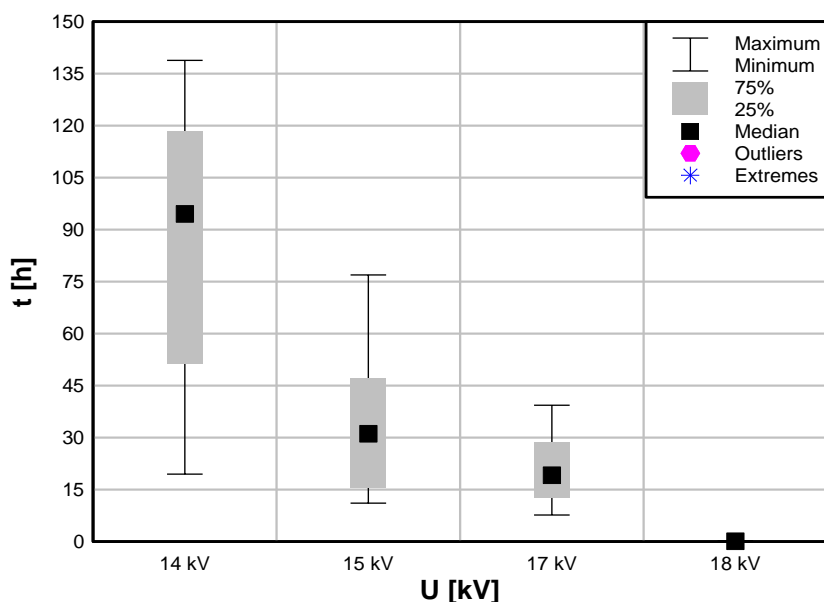
Vzorky EIS v minerálním oleji Diala DX vykazovaly s rostoucím napětím postupný růst hodnot časů průrazů. Časy se pohybovaly v rozsahu jednotek hodin a rostly pozvolna s přiloženým napětím. S rostoucím napětím je patrný vyšší rozptyl naměřených hodnot.

Obdobný trend vykazovaly i vzorky v oleji na bázi přírodních esterů FR3. Časy průrazů vzorků dosahovaly v porovnání s Dialou DX strmější nárůst s přiloženým napětím, kdy vzorky při 14 kV odolávaly degradaci i desítky hodin.

V Tab. 41 jsou uvedeny další statistické parametry naměřených dat. Zejména na velikosti směrodatné odchylky σ charakterizované nepřímo variačním koeficientem v je dobře patrné, že v případě minerálního oleje se dosahovalo vyšších hodnot (48 ÷ 91 %) než u oleje FR3 pak (23 ÷ 65 %). Při nejnižší hodnotě zkušebního napětí 13 kV (Diala DX - lepenka) a 14 kV (FR3 - lepenka) dosahoval variační koeficient hodnoty 91 %, respektive 48 %. Neprokázala se přímá úměrnost mezi hodnotou přiloženého napětí a velikostí variačního koeficientu.



Obr. 54 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji Diala DX.



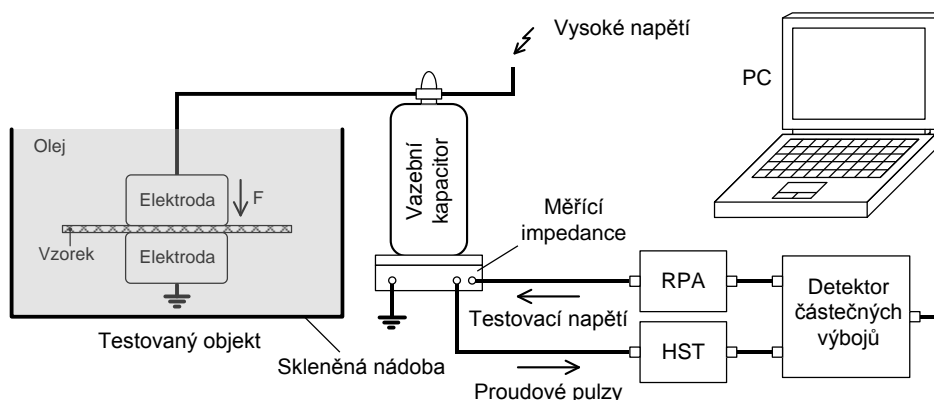
Obr. 55 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji FR3.

Tab. 41 Vybrané parametry naměřených dat pro jednotlivá zkušební napětí.

Olej	U [kV]	Vybrané statistické parametry souboru							
		Medián [h]	L-QRT [h]	U-QRT [h]	Min. [h]	Max. [h]	Průměr [h]	σ [h]	v [-]
Diala DX	18	0,038	0,020	0,046	0,010	0,053	0,033	0,016	0,483
	15	0,378	0,171	0,998	0,116	1,574	0,588	0,505	0,859
	14	1,002	0,521	2,065	0,344	2,388	1,244	0,828	0,667
	13	2,219	0,965	6,045	0,810	9,627	3,309	3,024	0,914
FR3	18	0,104	0,078	0,117	0,073	0,150	0,105	0,025	0,235
	17	19,150	11,280	30,180	7,667	39,330	20,810	10,570	0,508
	15	31,120	14,890	50,170	11,100	76,930	34,690	22,590	0,651
	14	94,540	42,140	118,000	19,470	139,000	86,320	41,190	0,477

Měření zápalného napětí a částečných výbojů

Měření zápalného napětí bylo provedeno na rozměrově identických vzorcích jako experiment střídavé elektrické degradace se stejně zvoleným způsobem kondičiace vzorků. Měření bylo provedeno v příslušném oleji s četností čtyř vzorků. Schéma zapojení je uvedeno na Obr. 56. Průměr zkušebních mosazných elektrod byl 50 mm. U každého vzorku bylo změřeno patnáct hodnot zápalného napětí U_i , při kterém je zaznamenána stabilní výbojová činnost charakterizovaná velikostí náboje Q_{iec} (kvantitativní určení největší opakovaně se vyskytující úroveň náboje) 10 pC. Poté bylo zkušební napětí U zvýšeno o 1 kV a ponecháno po dobu 10 minut, aby se určil pokles hodnoty Q_{iec} vlivem samozhášecího jevu. Po ukončení měřicího cyklu bylo změřeno zhášecí napětí U_z . Měření bylo provedeno za standardních podmínek prostředí v neuzavřené nádobě.



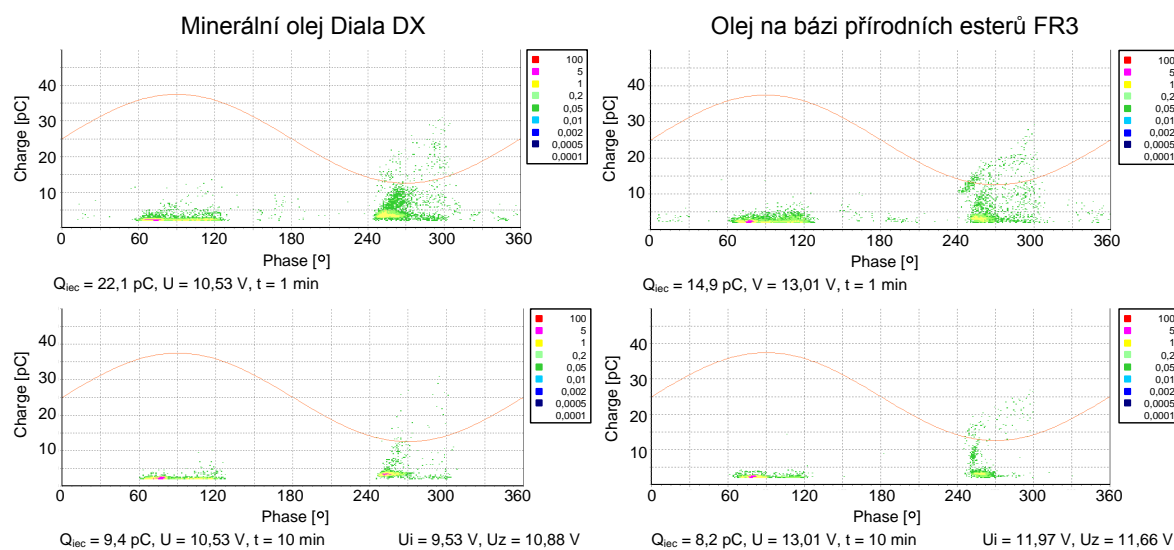
Obr. 56 Schéma zapojení pro měření zápalného napětí vzorků olej-papír.

Výsledky měření částečných výbojů vzorků v jednotlivých olejích jsou uvedeny na obrázku Obr. 57 ve formě závislosti náboje Q_{iec} na fázi zkušebního napětí po 1. a 10. minutě. Z diagramů je patrná nízká četnost částečných výbojů pro zkušební napětí o 1 kV vyšší, než bylo zápalné napětí. V oblastech vrcholů zkušebního napětí jsou oblasti nejvyšší četnosti výbojů charakteristické pro vnitřní částečné výboje. Rovněž je možné po 10. minutách sledovat samozhášecí jev.

Vyšší hodnoty zkušebního napětí vyvolaly vznik klouzavých výbojů, které svými vysokými hodnotami Q_{iec} dosahujícími až jednotek nF a polohou v oblastech vrcholů zkušebního napětí nežádoucím způsobem zkreslovaly výsledky vnitřních výbojů.

Naměřené hodnoty zdánlivého náboje Q_{iec} se pohybovali v rozsahu 20 až 30 pC. Uvedených hodnot dosahovaly pouze výboje s malou četností výskytu (zelená barva značí 1

výboj za 20 s tzn. 0,05 výboje za s). V oblasti záporné půlperiody je patrná vyšší výbojová aktivita než v případě kladné.



Obr. 57 Částečné výboje vzorků EIS olej-lepenka.

Perspektivní olej při porovnání s olejem minerálním vykazoval v transformátorové lepence významnější samozhášecí jev. Hodnoty Q_{iec} dosahovaly v případě oleje FR3 pro různé velikosti přiváděného napětí stabilnější vlastnosti. Minerální olej měl poměrně velké rozdíly mezi zápalným a zhášecím napětím přibližně okolo 3 kV. Hodnoty Q_{iec} u vzorků v minerálním oleji byly relativně nestabilní se zvyšujícím se napětím. Uvedený trend se projevoval i při samotné elektrické degradaci, kde lepenky s minerálními oleji dosahovaly vyšších rozptylů dat (variační koeficient až 91 %) při celkově nižší hodnotě časů průrazů ve srovnání s olejem FR3.

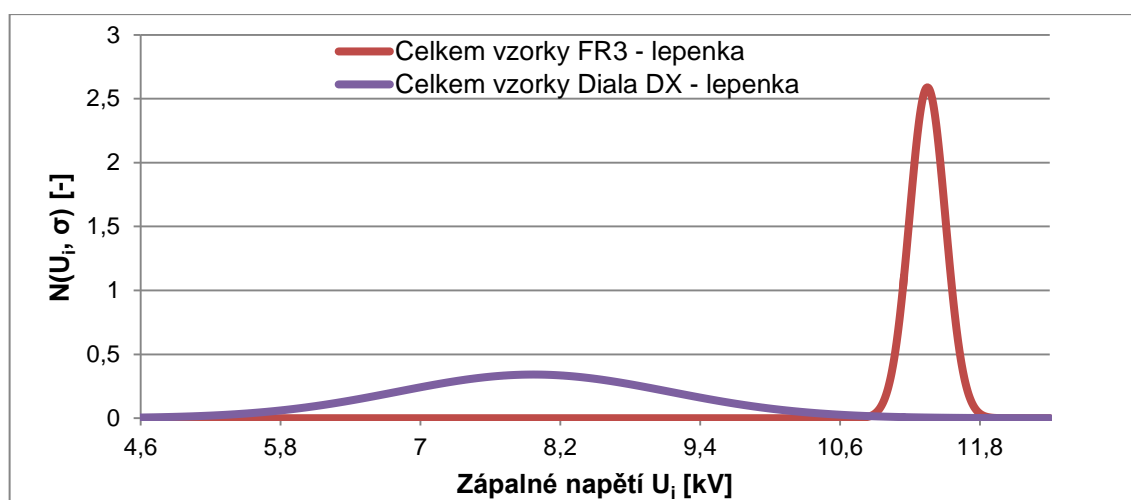
Pro každý vzorek bylo změřeno 15 hodnot zápalného napětí, které byly následně vyhodnoceny prostřednictvím normálního rozdělení N dle vztahu (4-1).

$$N(\bar{x}, \sigma) = f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x_i - \bar{x})^2}{2\sigma^2}} \quad (4-1)$$

- kde $f(x)$ je hustota pravděpodobnosti pro veličinu x [-],
 σ je směrodatná odchylka [-],
 x_i je hodnota x získaná v i -tém měření [-],
 \bar{x} je střední hodnota změřených x [-].

Jedná se o funkci dvou proměnných, kde první je aritmetický průměr \bar{x} a druhý směrodatná odchylka σ . Skutečná hodnota naměřené veličiny leží dle normálního rozdělení v intervalu $\bar{x} \pm \sigma$ s pravděpodobností **68,2 %**, pro větší odchylku $\pm 2\sigma$ a $\pm 3\sigma$ je pravděpodobnost **95,4 %** respektive **99,6 %**. V případě oleje na bázi přírodních esterů jsou hodnoty zápalného napětí přibližně o 2 kV vyšší než vzorky v minerálním oleji a rovněž je patrný menší rozdíl mezi zápalným a zhášecím napětím. U minerálního oleje je patrná větší disperze naměřených hodnot než u oleje na bázi přírodních esterů. Interval $\bar{x} \pm \sigma$, ve kterém leží hodnoty zápalného napětí s pravděpodobností 68,2 % pro olej na bázi přírodních esterů, byl **11,35 \pm 0,15 kV** a u minerálního **7,97 \pm 1,17 kV**. Rozdíl mezi průměrnými hodnotami zápalných napětí nových a exponovaných olejů byl přibližně 1 kV.

Aritmetický průměr zápalných napětí jednotlivých vzorků spolu pro minerální olej Diala DX a olej na bázi přírodních esterů FR3 jsou uvedeny na Obr. 58.



Obr. 58 Normální rozdělení testovaných vzorků EIS olej-lepenka pro oba testované oleje.

Weibullova statistika

Pro vyhodnocení naměřených hodnot byl použit i statistický přístup ve formě Weibullova rozdělení o dvou parametrech η a β . η je střední doba do poruchy tedy čas kdy bude poškozeno 63,2% vzorků v souboru. Uvedené číslo se získá dosazením η na místo t do vztahu (4-2).

$$f(t) = \beta \cdot \frac{t^{\beta-1}}{\eta^\beta} \cdot e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} = h(t) \cdot e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad (4-2)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad (4-3)$$

$$MTTF = \eta \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \quad (4-4)$$

kde $f(t)$ je hustota pravděpodobnosti Weibullova rozdělení [-],

t je doba do průrazu [h],

η charakteristická doba života [h],

β parametr tvaru [-],

$h(t)$ je hazardní funkce, nebo-li intenzita poruch [-],

$F(t)$ je distribuční funkce [-],

$MTTF$ je střední doba do poruchy [h],

Γ je gama funkce [-].

Na základě velikosti β je možné usuzovat charakter intenzity poruch $h(t)$ a tak i oblast vanové křivky, ve které se naměřené hodnoty pohybují:

- $\beta < 1$ Oblast s častými poruchami
- $\beta = 1$ Oblast s konstantní intenzitou poruch – Weibullovo rozdělení přechází v exponenciální rozdělení
- $\beta > 1$ Oblast, kde se projevují důsledky opotřebení.

Pro určení hodnot parametrů η a β je potřeba seřadit časy průrazů změřené pro jednotlivá napětí od nejmenšího k největšímu a pro každou hodnotu určit velikost kumulativní distribuční funkce F_i . Vypočítané hodnoty se spolu s časy průrazů pro určenou velikost zkušební napětí znázorní graficky. Po proložení hodnot křivkou lineární regrese (4-6) je možné z její rovnice určit oba parametry dle (4-7) až (4-8).

$$F_i = \frac{i - 0,3}{N + 0,4} \quad (4-5)$$

kde F_i je Weibullova kumulativní distribuční funkce [-],

N je rozsah výběru [-],

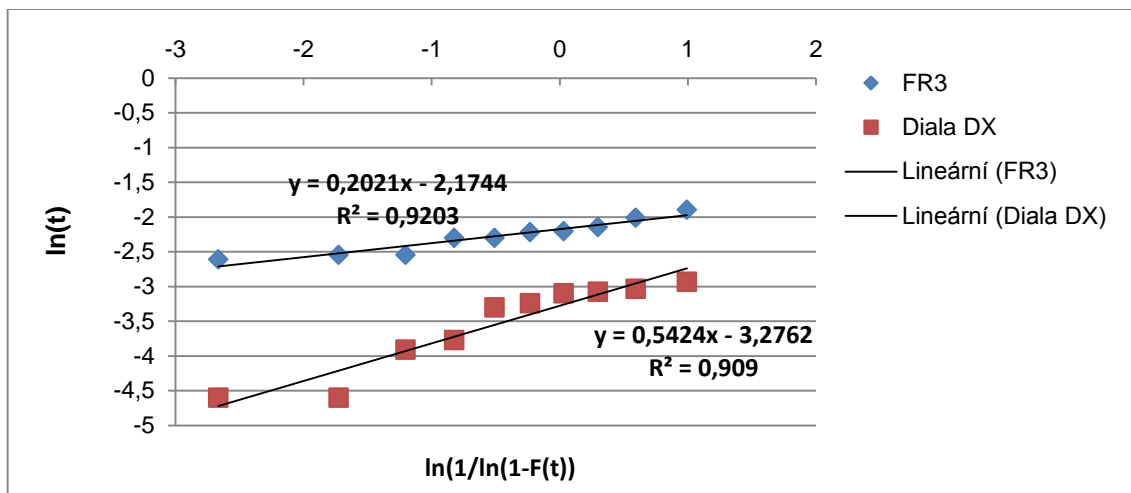
i je pořadové číslo v souboru [-].

$$Y = A \cdot x + B \quad (4-6)$$

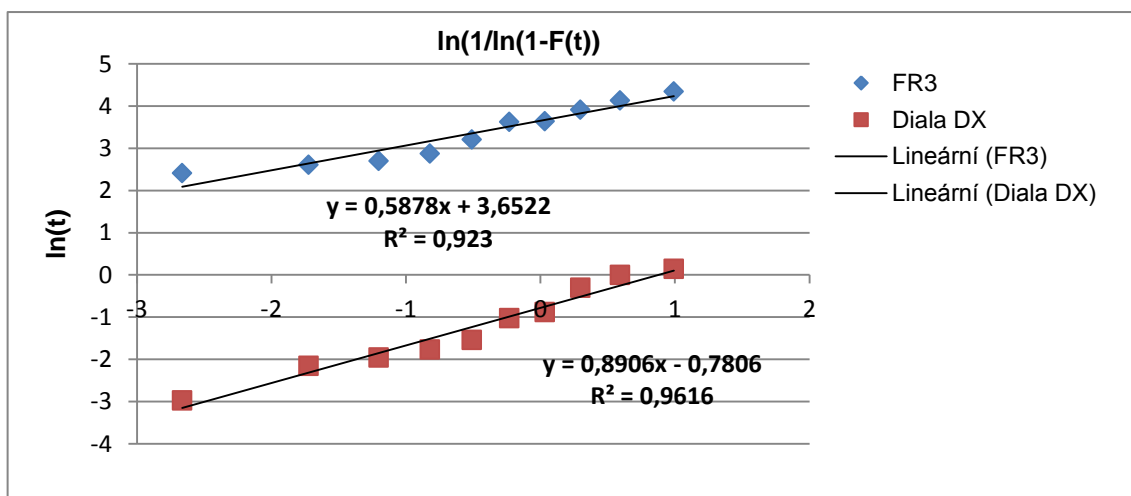
$$\beta = \frac{1}{A} \quad (4-7)$$

$$\eta = e^B \quad (4-8)$$

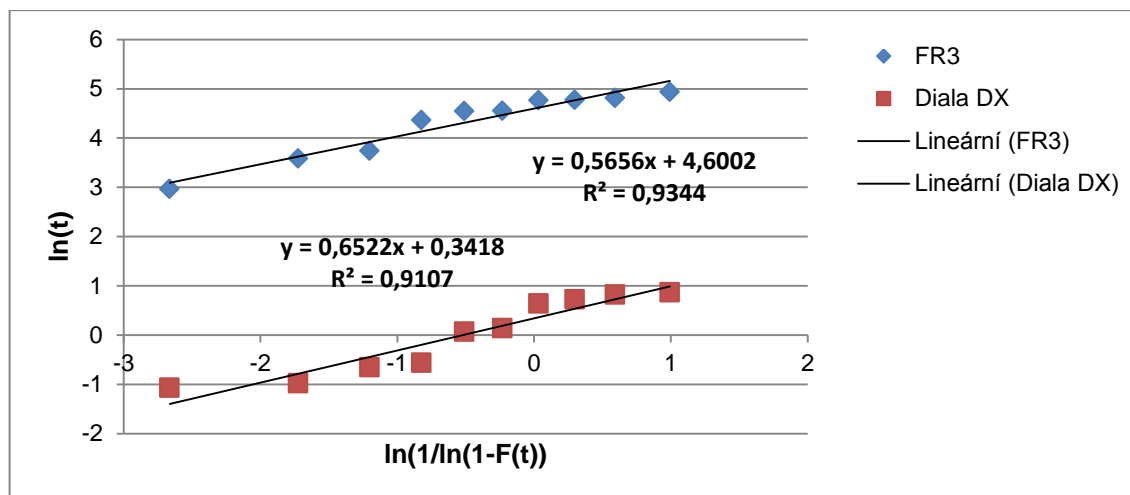
Na Obr. 59 ÷ Obr. 61 jsou uvedeny graficky znázorněny hodnoty časů průrazů pro zvolené napěťové hladiny (14 kV, 15 kV, 18 kV). Parametry lineárních náhrad spolu s dopočítanými parametry jsou v Tab. 42.



Obr. 59 Weibullova grafická analýza pro časy průrazů při testovacím napětí 18 kV.



Obr. 60 Weibullova grafická analýza pro časy průrazů při testovacím napětí 15 kV.



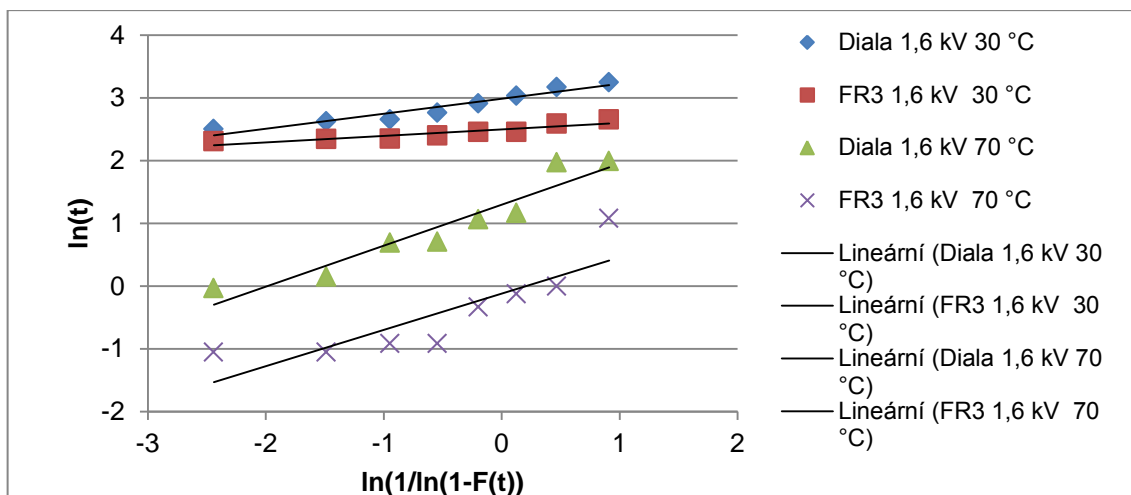
Obr. 61 Weibullova grafická analýza pro časy průrazů při testovacím napětí 14 kV.

Tab. 42 Lineární regrese pro jednotlivá napětí a dopočítané parametry.

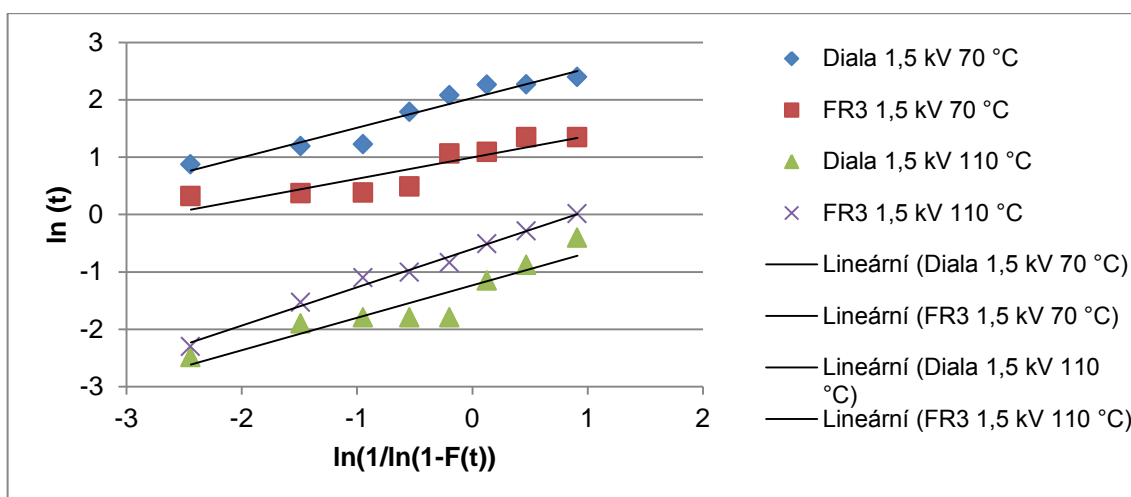
Olej	Parametry						
	U [kV]	A	B	R^2	β [-]	η [h]	MTTF [h]
Diala DX	18	0,542	-3,276	0,909	1,845	0,038	0,034
	15	0,891	-0,781	0,962	1,123	0,458	0,439
	14	0,652	0,342	0,911	1,533	1,407	1,267
FR3	18	0,202	-2,174	0,920	4,950	0,114	0,104
	15	0,588	3,652	0,923	1,701	38,559	34,403
	14	0,566	4,600	0,934	1,768	99,504	88,569

Porovnáním výsledků získaných prostřednictvím statistických a matematických modelů se ukazuje, že nejbližše jsou hodnotě střední doby do poruchy výsledky vypočítané prostřednictvím exponenciálního modelu. Nevýhodou statistických modelů je, že mají platnost pouze pro určitý rozsah zkušebních napětí a je obtížné určit, jakou životnost bude mít vzorek pro neměřenou velikost napětí. Existují komplexnější statistické metody založené na Weibullově rozdělení, jenž se snaží na základě znalosti chování elektrického pole odhadnout předpokládanou životnost jako např. Monstinger.

Aplikací Weibullova rozdělení na data získaná z namáhání vzorků EIS olej-papír VF obdélníkovým napětím, byly pro vybraná napětí a tepelné úrovně získány výsledky zobrazené graficky na Obr. 62 a Obr. 63 a shrnuté v Tab. 43.



Obr. 62 Weibulova grafická analýza pro časy průrazů pro různá napětí a teploty.



Obr. 63 Weibulova grafická analýza pro časy průrazů pro různá napětí a teploty.

Tab. 43 Lineární regrese pro jednotlivá napětí a dopočítané parametry.

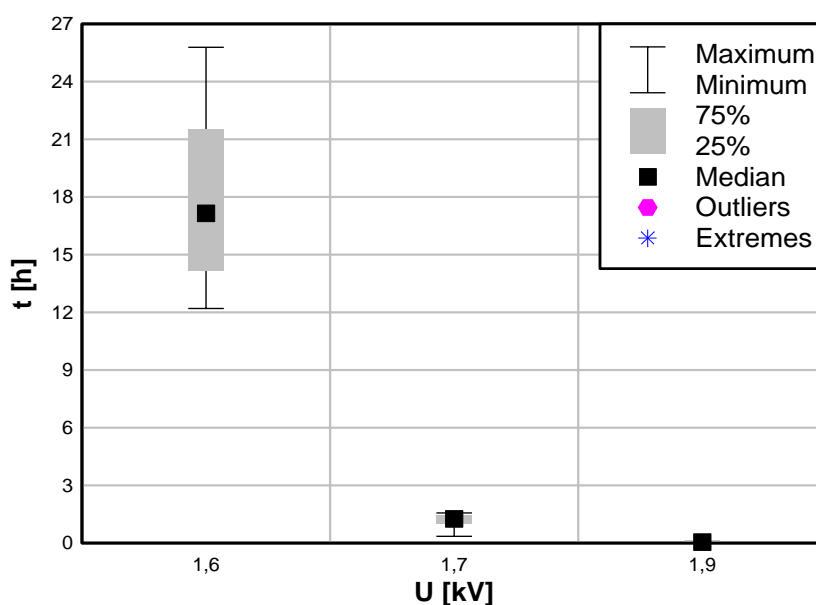
Olej	T [°C]	Parametry						
		U [kV]	A	B	R ²	beta	ni	MTTF
Diala DX	30	1,6	0,239	2,988	0,928	4,182	19,850	18,038
Diala DX	70	1,6	0,653	1,301	0,909	1,531	3,673	3,308
Diala DX	70	1,5	0,517	2,028	0,927	1,934	7,602	6,742
Diala DX	110	1,5	0,668	-0,601	0,990	1,497	0,548	0,495
FR3	30	1,6	0,103	2,500	0,840	9,681	12,178	11,569
FR3	70	1,6	0,578	-0,117	0,731	1,732	0,890	0,793
FR3	70	1,5	0,373	0,995	0,808	2,683	2,703	2,404
FR3	110	1,5	0,566	-1,233	0,865	1,768	0,291	0,259

Příloha 5 – Doplnění experimentu pulzní degradace VF napětím

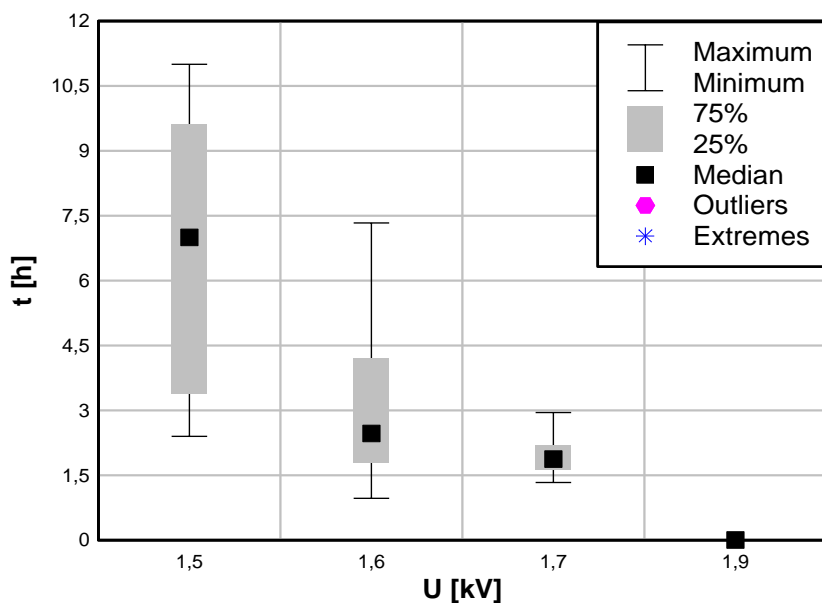
Výsledky elektrické degradace VF napětím

Naměřené časy průrazů byly opět vyjádřeny pro vzorky EIS měřených pro různé napěťové úrovně a teploty ve formě krabicových grafů (Obr. 64 ÷ Obr. 69), doplněná o další statistické parametry uvedené v Tab. 44.

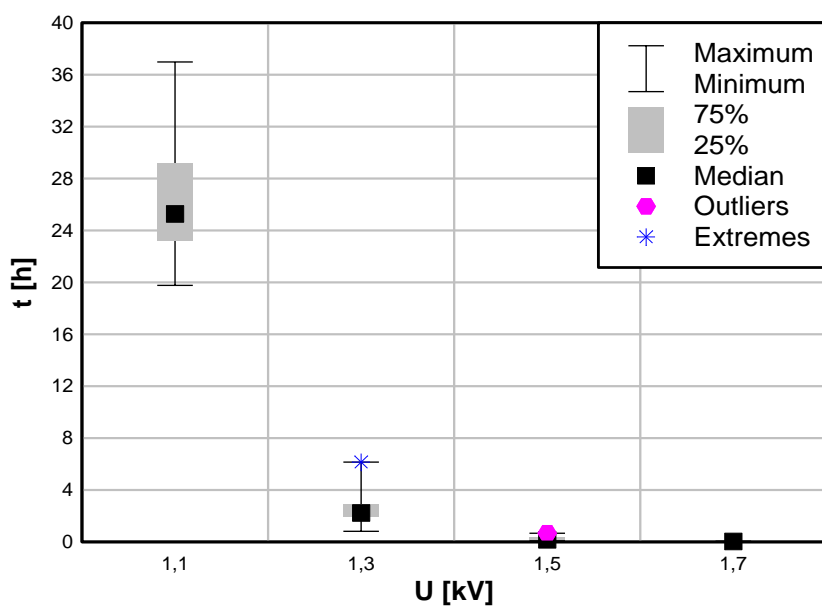
V případě vzorků Diala DX – papír vykazovaly hodnoty při 30 °C exponenciální trend charakterizovaný rapidním zvýšením doby do průrazu mezi napětími 1,7 a 1,6 kV. Obdobný trend se projevil i v případě nejvyšší zkušební teploty 110 °C s největším růstem mezi 1,3 kV a 1,1 kV. U nejvyšší testované teploty byly v souboru naměřených hodnot jedna odlehlá hodnota a jeden extrém. Nejnižší hodnoty časů průrazů byly změřeny při teplotě 70 °C (Obr. 65). Při prvním snížení napětí o 0,2 kV bylo dosaženo významného zvýšení hodnot časů průrazů (1,875 h), oproti měření provedeném při nižší (Obr. 64) respektive vyšší teplotě (Obr. 66), kde byly doby 1,258 h respektive 0,167 h.



Obr. 64 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji Diala DX při 30 °C.

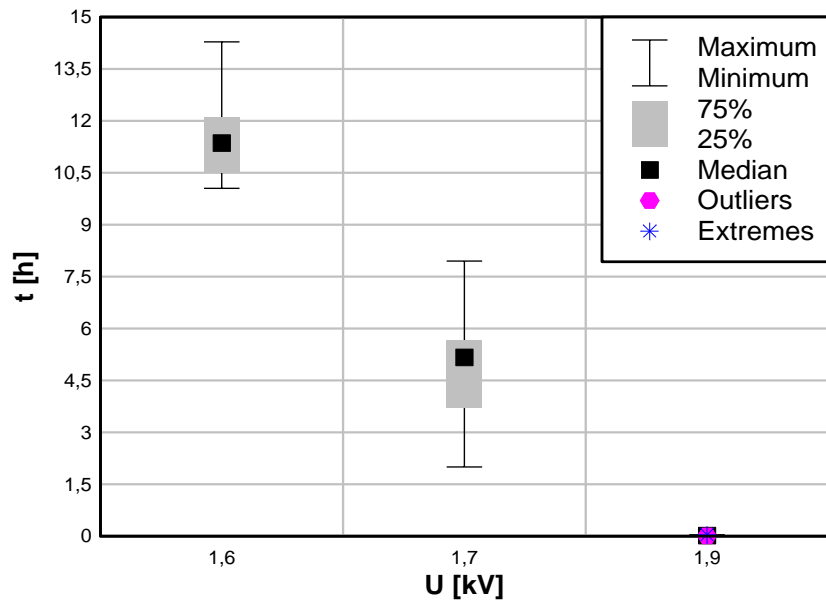


Obr. 65 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji Diala DX při 70 °C.

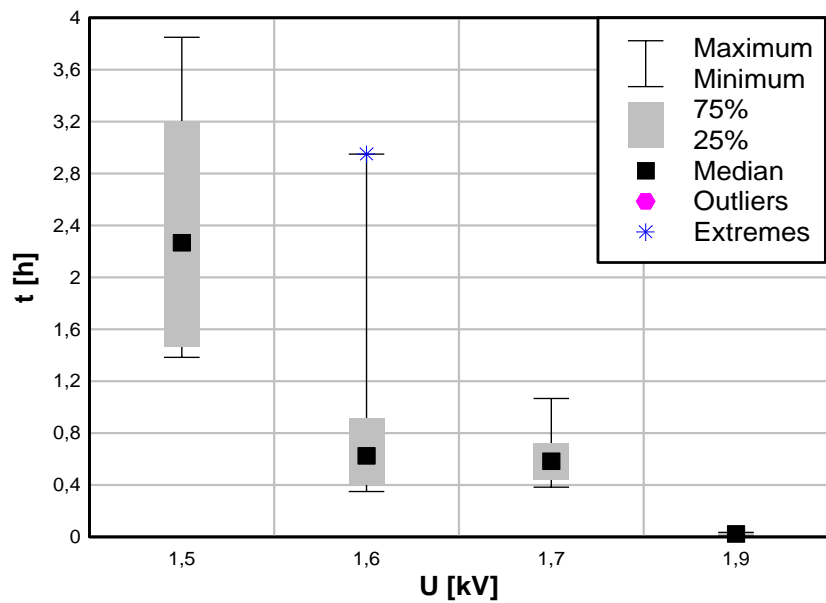


Obr. 66 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji Diala DX při 110 °C.

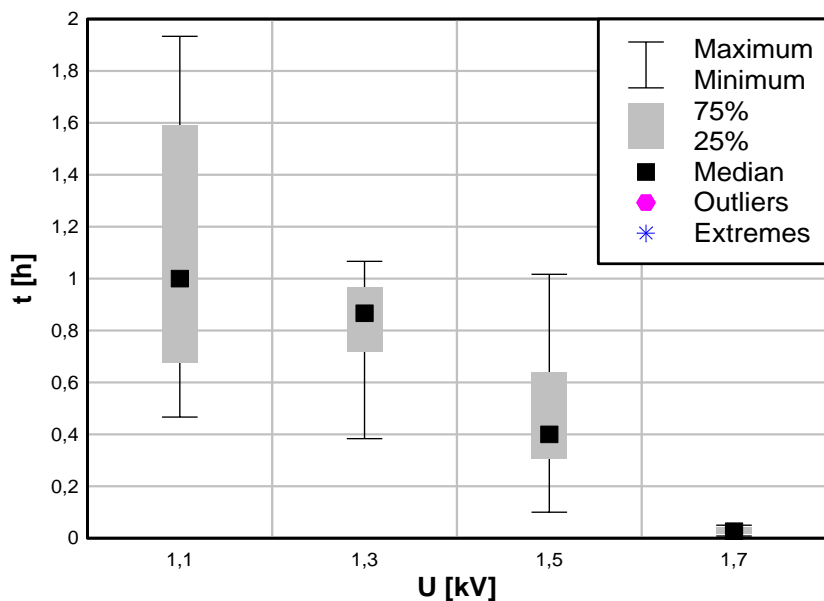
Vzorky EIS FR3 – papír při teplotě 30 °C vykazovaly doby do průrazu lineární růst v závislosti na poklesu zkušební napětí. Pro další tepelné úrovně 70 °C a 110 °C již bylo dosaženo odlišného trendu pro testovaná napětí, charakterizovaný malou změnou doby do průrazu v závislosti na poklesu napětí. Při 70 °C lze dokonce pro 1,6 kV pozorovat vyšší rozptýl hodnot způsobený jednou odlehlou hodnotou.



Obr. 67 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji FR3 při 30 °C.



Obr. 68 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji FR3 při 70 °C.



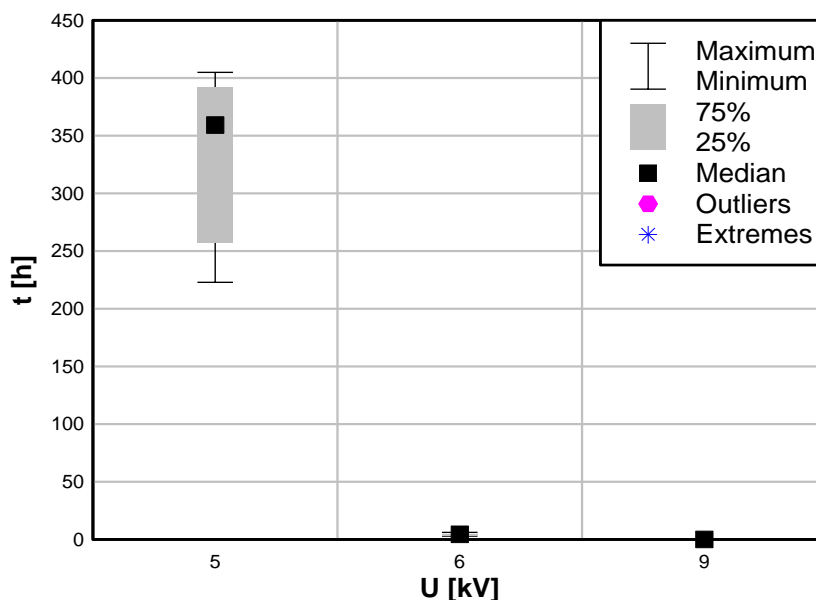
Obr. 69 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji FR3 při 110 °C.

Tab. 44 Vybrané parametry naměřených dat vzorků EIS pro zkušební napětí a teploty.

EIS olejem	U [kV]	T [°C]	Vybrané statistické parametry souboru							
			Medián [h]	L-QRT [h]	U-QRT [h]	Min. [h]	Max. [h]	Průměr [h]	σ [h]	ν [-]
Diala DX	1,9	30	0,050	0,042	0,067	0,033	0,083	0,0542	0,0173	0,3192
	1,7	30	1,258	0,808	1,475	0,350	1,567	1,125	0,474	0,4213
	1,6	30	17,150	14,060	22,330	12,200	25,780	18,13	4,959	0,274
	1,9	70	0,006	0,004	0,007	0,004	0,008	0,006	0,002	0,302
	1,7	70	1,875	1,592	2,250	1,333	2,950	1,965	0,524	0,267
	1,6	70	2,467	1,583	5,208	0,967	7,333	3,352	2,533	0,756
	1,5	70	7,000	3,358	9,650	2,400	11,000	6,677	3,357	0,503
	1,7	110	0,036	0,0317	0,048	0,021	0,057	0,039	0,012	0,301
	1,5	110	0,167	0,158	0,367	0,083	0,677	0,267	0,194	0,727
	1,3	110	2,233	1,908	3,183	0,817	6,150	2,702	1,612	0,597
1,1	110	25,270	23,020	29,470	19,770	36,980	26,530	5,371	0,203	
FR3	1,9	30	0,0167	0,015	0,023	0,007	0,040	0,020	0,010	0,520
	1,7	30	5,167	3,308	5,717	2,000	7,950	4,792	1,914	0,399
	1,6	30	11,360	10,480	12,510	10,050	14,280	11,630	1,483	0,128
	1,9	70	0,0233	0,017	0,031	0,017	0,035	0,024	0,008	0,317
	1,7	70	0,583	0,433	0,817	0,383	1,067	0,640	0,260	0,406
	1,6	70	0,625	0,400	0,942	0,350	2,950	0,904	0,860	0,951
	1,5	70	2,267	1,485	3,417	1,383	3,850	2,440	1,081	0,443
	1,7	110	0,027	0,015	0,044	0,008	0,050	0,029	0,016	0,564
	1,5	110	0,400	0,275	0,675	0,100	1,017	0,477	0,299	0,627
	1,3	110	0,867	0,700	0,983	0,383	1,067	0,819	0,222	0,271
1,1	110	1,000	0,667	1,617	0,467	1,933	1,121	0,549	0,490	

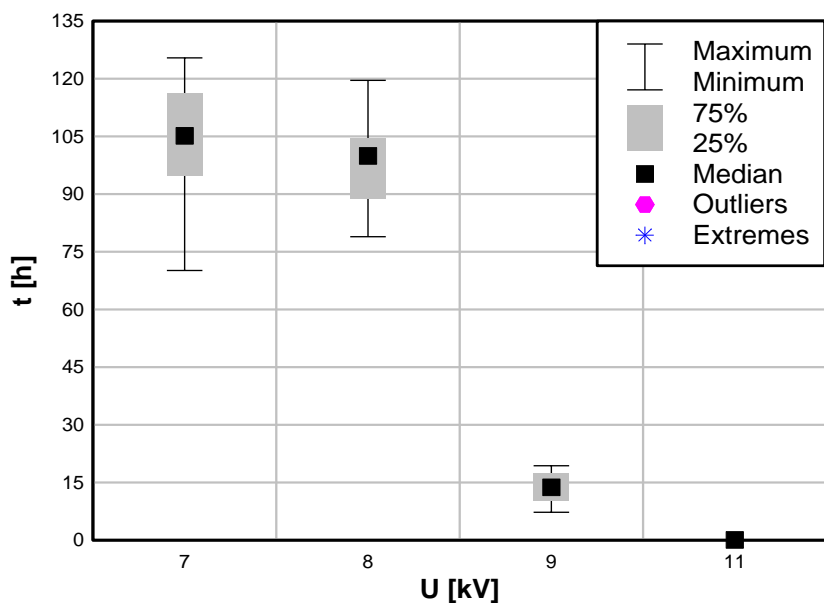
Výsledky elektrické degradace sinusovým napětím

Výsledky střídavé degradace ve formě krabicových grafů jsou uvedeny na Obr. 70 a Obr. 71. Jednotlivé parametry naměřených souborů dat jsou v Tab. 45. Vzorky EIS s minerálním olejem Diala DX, vykazovaly exponenciální trend. Při napětí 5 kV nastalo významné zvýšení doby do průrazu (359 h) oproti předchozí zkušební úrovni 6 kV (4,479 h).



Obr. 70 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji Diala DX.

Vzorky tepelně upraveného papíru v oleji FR3 vykazovaly exponenciální trend. V závislosti na poklesu zkušebního napětí v intervalu 11 kV ÷ 8 kV došlo k významnému zvýšení dob do průrazu. Při snížení napětí o 1 kV nastala jen nepatrná změna dob do průrazu (98,28 h respektive 105 h).



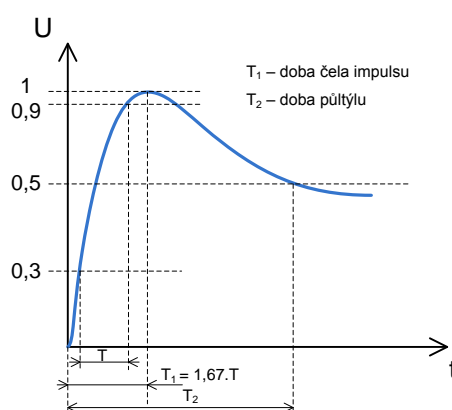
Obr. 71 Charakteristika naměřených časů průrazů pro vzorky v oleji FR3.

Tab. 45 Vybrané parametry naměřených dat pro jednotlivá zkušební napětí.

Olej	U [kV]	Vybrané statistické parametry souboru							
		Medián [h]	L-QRT [h]	U-QRT [h]	Min. [h]	Max. [h]	Průměr [h]	σ [h]	ν [-]
Diala DX	9	0,044	0,033	0,061	0,031	0,072	0,048	0,016	0,345
	6	4,479	2,953	5,104	2,881	6,106	4,333	1,259	0,291
	5	359,000	223,000	402,000	223,000	405,000	329,000	84,140	0,256
FR3	11	0,068	0,078	0,117	0,026	0,112	0,069	0,030	0,436
	9	13,760	9,804	17,910	7,258	19,350	13,640	4,778	0,350
	8	99,930	85,920	105,000	78,910	120,000	98,280	14,490	0,147
	7	105,000	91,660	119,000	70,130	125,000	103,000	19,970	0,194

Příloha 6 – Druhy elektrické degradace

Mezi důležité faktory elektrické degradace EIS olej – papír patří namáhání napěťovými a proudovými pulzy. Jejich trvání může být podle povahy vzniku v řádu desítek nanosekund až mikrosekund s rozdílnou velikostí náběžné hrany. Z těchto důvodů je možné je jen velice těžko měřit. Svoji velikostí mohou pulzy až několikanásobně překročit hodnoty, na které je systém dimenzován. Problematikou pulzního namáhání se zabývají normy ČSN EN 60060-1, ČSN 61000-4-5 a ČSN EN 602068-1. Na Obr. 72 jsou uvedeny vybrané časové parametry plného pulzu.



Obr. 72 Časové parametry plného impulzního napětí [21].

Elektrické přepětí charakterizované uvedenými pulzy způsobuje v závislosti na svojí velikosti zvyšování četnosti výskytu částečných výbojů a s tím spojené nežádoucí lokální degradační projevy. Při dostatečně významném překročení mezních hodnot, na které je EIS dimenzován, může dokonce nastat tepelný průraz izolantu. Způsobeno je to tím, že se vzniklá tepelná energie vyvolaná ohřevem izolantu Joulovými i dielektrickými ztrátami nestačí dostatečně rychle odvést.

Mezi hlavní zdroje přepětí patří dle [19] následující.

- Atmosférické přepětí reprezentují převážně přímé údery blesků do transformátoru či přilehlého okolí, kde se může prostřednictvím galvanické vazby výboj šířit až do samotného zařízení.

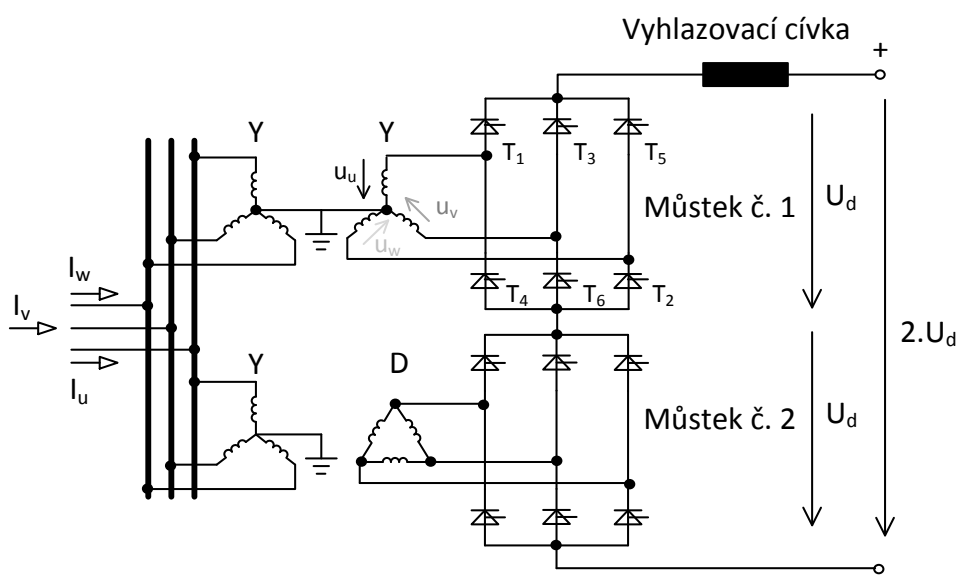
- Spínací přepětí vzniká především v důsledku zapínání a vypínání velkých zátěží, např. používání obloukových svářeček, elektronických regulátorů výkonu a otáček, napájecích zdrojů elektronických přístrojů apod.
- Vlivy způsobené nutnými provozními manipulacemi v síti, působení ochrany a automatizačních prostředků sloužících k omezení poruchových stavů v sítích, pojistek, či přepínání odboček u větších transformátorů.

V případě výkonových transformátorů je jejich EIS namáhán už od svého vzniku ještě v důsledku:

- Normativních zkoušek, které mají prokázat odpovídající elektrickou odolnost systému dle ČSN EN 60076-3: Výkonové transformátory: Izolační hladiny - dielektrické zkoušky a vnější vzdušné vzdálenosti. (Zkouška spínacím pulzem, Zkouška atmosférickým pulzem).
- Technologický proces sušení EIS olej-papír prostřednictvím nízkofrekvenčních pulzů (LFH = Low Frequency Heating) [28], při výrobě transformátoru nebo při odstávce během jeho provozu.
- Výkonové měniče (střídače, usměrňovače) používané pro stejnosměrný přenos elektrické energie HDVC (High Voltage Direct Current) a rovněž i u některých obnovitelných zdrojů (solární a větrné elektrárny), jejichž počet celosvětově stále roste.

Existují dva základní druhy měničů, proudový (Current Source Converters, respektive CSCs) a napěťový (Voltage Source Converters, respektive VSCs) [62]. CSCs se nejvíce aplikuje na přenos vysokých výkonů nad 7000 MW, propojení asynchronních výkonových systémů, přenosů na dlouhé vzdálenosti potřebných nejčastěji v hůře dostupných oblastech, či pro podmořská spojení. Uvedený druh využívá pro svoji funkci výkonové tyristory zapojené do 6 pulzního můstku. Číslo šest označuje počet sepnutí tyristorového můstku za sekundu. Můstek je tvořen šesti spínacími prvky respektive sériově řazenými tyristory, které při spínání, jímž se dosahuje požadovaného výstupního stejnosměrného napětí, způsobují harmonické rušení, odpovídající šestinásobku frekvence základního střídavého napětí. Na Obr. 73 je ilustrativní zapojení měničové stanice s jedním párem transformátorů na vstupu, jejichž hodinová čísla jsou na sekundární straně vzájemně posunuty o 30° vlivem odlišného zapojení vinutí. Transformátory jsou napájeny trojfázovým střídavým napětím. V jednom případě do hvězdy, u druhého do trojúhelníka. Výstupy transformátorů jsou připojeny přes dvojici 6-pulzních

tyristorových usměrňovačů zapojených do série, z důvodu dosažení potřebné velikosti výstupního stejnosměrného napětí. Harmonické napětí a proudu se vyskytují u 12-ti násobku jmenovitého kmitočtu n respektive u $12 \cdot n \pm 1$ násobku a je potřeba je omezovat vstupními i výstupními filtry. Průchodem proudu s harmonickým rušením dochází ke zvyšování Jouleových ztrát ve vinutích a tím i k zvyšování celkové ohřevu izolačních a konstrukčních částí transformátoru stejně jako zvyšování elektromagnetických sil mezi vinutími. Zároveň se harmonické složky projevují při magnetizaci magnetického obvodu, která se projevuje vyšší magnetostrikcí, a tím i zvýšením vibrací.



Obr. 73 Uspořádání měničové stanice s dvěma transformátory a 12 pulzním tyristorovým měničem pro realizaci stejnosměrného přenosu [4], [27].

Hlavní nevýhody CSCs měničů jsou především nároky na synchronní komutaci jednotlivých stupňů tyristorových můstků. Dále je to zvlnění výstupního napětí, kdy je třeba používat pro dosažení požadovaného tvaru stejnosměrného napětí vyhlazovací cívku. Rovněž možnosti regulace výstupního napětí buď změnou úhlu α , který svojí velikostí odpovídá účinníku sítě a tak způsobuje nežádoucí vznik jalového výkonu, nebo změnou vstupního střídavého napětí přepínačem odboček na HVDC transformátoru, jsou značně omezující. Proto se nelze vyhnout dodatečné kompenzaci prostřednictvím filtračních a vyhlazovacích členů, které sebou přináší opětovně vznik nežádoucího jalového výkonu a tak i potřebu další kompenzace.

VSCs měniče používané pro přenos energie o menším výkonu (cca 1000 MW) jsou vhodné zejména v místech, kde je třeba připojit generátory elektrické energie o menších výkonech,

nejčastěji tedy obnovitelné zdroje (fotovoltaické a větrné elektrárny), či k přenosu na kratší vzdálenosti, např. z pobřežních větrných elektráren do nejbližší rozvodné stanice. Uvedené měniče využívají pro svoji funkci pulzní šířkovou modulaci (PWM) řízené IGBT tranzistory s vysokou rychlostí spínání (doba spínání je stovky ns). Z toho vyplývá největší výhoda tohoto způsobu přenosu. Možnost regulovat činný a jalový výkon podle potřeby sítě. Nevýhodou je, že současné tranzistory nedosahují ještě výkonových možností relativně pomalých (doba spínání je desítky μ s) tyristorů, proto jsou vhodnější pro použití v oblastech s menšími výkonovými nároky.

V případě střídačů (VSCs) používaných u obnovitelných zdrojů především fotovoltaických a větrných elektráren v širokém rozsahu výkonů (desítky kW až jednotky MW), které jsou připojeny do elektrizační soustavy, pak dochází k nepravidelnému zvýšení dodávek od těchto zdrojů do sítě, kdy se mohou z důvodu menší spotřeby šířit mezi jednotlivými napěťovými hladinami. Počet obnovitelných zdrojů celosvětově, zejména pak v Evropě, pravidelně roste [24], [25], na nově vzniklé problémy těchto zdrojů na kvalitu elektrické energie např. v ČR upozornil Vápeník [23].

Vliv nepravidelných dodávek elektrické energie od obnovitelných (větrných a slunečních) zdrojů připojených na přenosovou soustavu 110 kV na počet přepnutí přepínačů odboček řešili autoři [35]. Autoři teoreticky vypočetli modelový případ připojení obnovitelných zdrojů na přenosovou hladinu 110 kV. Na ni je připojeno šest odboček transformujících z uvedené hladiny na 10 kV, kde první odbočka je v místě elektrárny, a další jsou ve vzájemné vzdálenosti 10 km. V závislosti na druhu obnovitelného zdroje dojde v případě větrných elektráren na transformátorech v odbočkách k 1272 až 4916 přepnutí za měsíc (kalkulace byla provedena pro část měsíců červen 18 dní a říjen-listopad 13 dní). U fotovoltaických elektráren je to už 2840 až 24445 přepnutí za měsíc. Největší počet přepnutí je na transformátorech nejbliže k elektrárnám. Každé přepnutí vyvolává přechodový jev a tím i odpovídající napěťové popř. proudové pulzy, které působí negativně na stav EIS transformátoru a snižují životnost také samotného přepínače.

Příloha 7 – Data použita pro určení čísla kyselosti a vnitřní rezistivity

Experimentální výsledky z článku [38] použité pro určení kritériální hodnoty vnitřní rezistivity při 20 °C a ČK (viz kapitoly 6.3.4 a 6.3.5).

Tab. 46 Výsledky tepelné expozice vybraného rostlinného oleje.

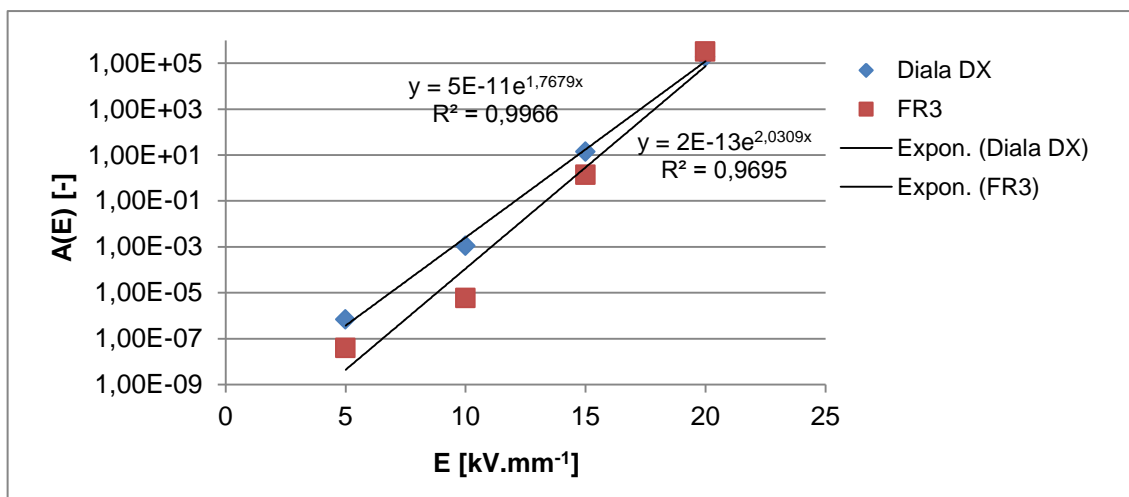
Olej	T _{exp} [°C]	Doba expozice [h]	γ při 20 °C [S.m ⁻¹]	ČK [mgKOH/g]
Rostlinný olej	120	0	7,14.10 ⁻¹³	1,59.10 ⁻¹²
		2160	1,00.10 ⁻¹²	2,22.10 ⁻¹²
		4320	1,14.10 ⁻¹²	2,54.10 ⁻¹²
		8640	1,69.10 ⁻¹²	3,75.10 ⁻¹²
	135	0	7,14.10 ⁻¹³	1,59.10 ⁻¹²
		1440	1,21.10 ⁻¹²	3,17.10 ⁻¹²
		2880	1,43.10 ⁻¹²	2,70.10 ⁻¹²
		5760	1,69.10 ⁻¹²	3,75.10 ⁻¹²
	150	0	7,14.10 ⁻¹³	1,59.10 ⁻¹²
		720	1,43.10 ⁻¹²	3,17.10 ⁻¹²
		1440	1,86.10 ⁻¹²	4,13.10 ⁻¹²
		2880	2,40.10 ⁻¹²	5,33.10 ⁻¹²

Tab. 47 Výsledky tepelné expozice vybraného minerálního oleje.

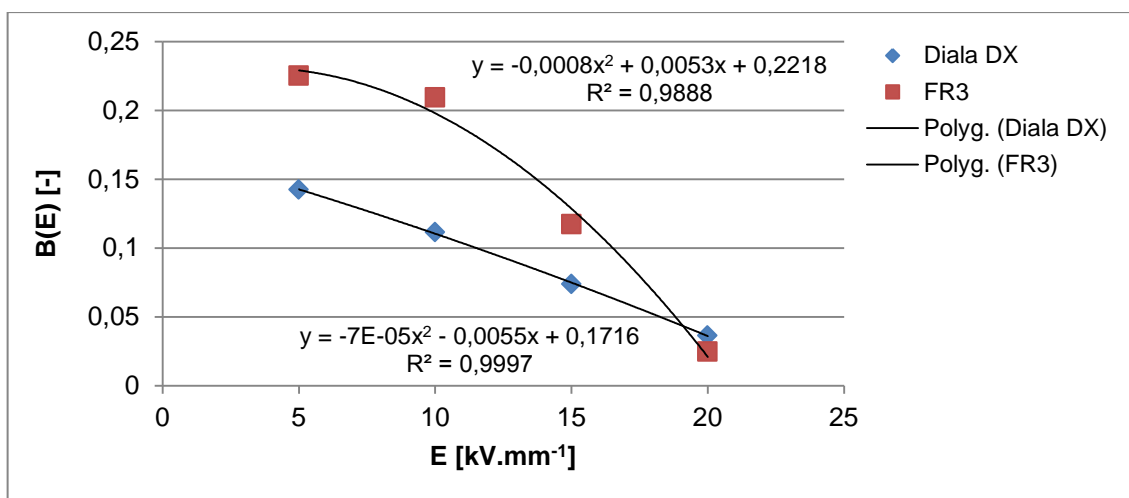
Olej	T _{exp} [°C]	Doba expozice [h]	γ při 20 °C [S.m ⁻¹]
Minerální olej	120	0	4,29.10 ⁻¹³
		2160	6,00.10 ⁻¹³
		4320	7,43.10 ⁻¹³
		8640	8,30.10 ⁻¹²
	135	0	4,29.10 ⁻¹³
		1440	9,43.10 ⁻¹³
		2880	1,40.10 ⁻¹²
		5760	9,70.10 ⁻¹²
	150	0	4,29.10 ⁻¹³
		720	4,30.10 ⁻¹²
		1440	3,10.10 ⁻¹¹
		2880	4,00.10 ⁻¹⁰

Příloha 8 – Určení koeficientů pro výpočet „kombinované relativní rychlosti stárnutí“

Průběhy koeficientů použitých pro výpočet kombinované relativní rychlosti stárnutí V_k (viz kapitola 7.4 rovnice (7.4-4)) jsou uvedeny na Obr. 74 a Obr. 75.



Obr. 74 Závislost koeficientu A(E) na intenzitě elektrického pole.



Obr. 75 Závislost koeficientu B(E) na intenzitě elektrického pole.