

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ
KATEDRA ELEKTROENERGETIKY A EKOLOGIE (KEE)

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Pokročilá diagnostika a monitoring transformátorů

Originál (kopie) zadání DP

Abstrakt

Předkládaná diplomová práce je zaměřena na popis základních (v energetickém průmyslu silně etablovaných) a pokročilých metod, využívaných pro diagnostiku transformátorů. Především pak právě pokročilých metod jako je dielektrická spektroskopie a frekvenční analýza. Součástí práce je také praktická prezentace výsledků z měření na dvou distribučních transformátorech 35kV/10,5kV. Závěrem se práce zabývá vzájemnou interakcí a komplementaritou základních a pokročilých diagnostických metod.

Klíčová slova

Diagnostika, transformátor, vinutí, měření, dielektrická spektroskopie, frekvenční analýza

Abstract

This diploma thesis is focused on description of basic (in the energetic industry strongly established) and advanced methods, used for diagnostics of transformers. Above all it goes about advanced methods such as dielectric frequency response and frequency analysis. Part of the thesis is also a practical presentation of the results from measurements on two distribution transformers 35kV/10kV. In conclusion, the thesis deals with mutual interaction and complementarity of basic and advanced methods used for the transformer diagnostics.

Key words

Diagnostics, transformer, winding, measurement, dielectric spectroscopy, frequency analysis

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu, který je součástí této diplomové práce.

Dále prohlašuji, že veškerý software, použitý při řešení této diplomové práce, je legální.

.....

podpis

V Praze dne 22.5.2018

Bc. Martin Húdek

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval vedoucímu diplomové práce Ing. Milanovi Bělíkovi, Ph.D. za cenné profesionální rady, připomínky a metodické vedení práce.

Obsah

1	ÚVOD.....	1
2	ZÁKLADNÍ DIAGNOSTICKÉ METODY.....	2
2.1	MĚŘENÍ IZOLAČNÍHO ODPORU	4
2.2	MĚŘENÍ ODPORU VINUTÍ ZA STUDENA STEJNOSMĚRNÝM PROUDEM.....	5
2.3	MĚŘENÍ PŘEVODU, NAPĚTÍ NAPRÁZDNO A ZTRÁT NAPRÁZDNO.....	7
2.4	KONTROLA NATOČENÍ FÁZÍ – URČENÍ HODINOVÉHO ÚHLU	8
2.5	NAPĚŤOVÉ ZKOUŠKY VINUTÍ	10
2.5.1	<i>Zkouška přiloženým napětím.....</i>	<i>10</i>
2.5.2	<i>Zkouška dlouhodobým indukovaným napětím.....</i>	<i>10</i>
2.5.3	<i>Výsledky zkoušek přiloženým napětím a jejich hodnocení</i>	<i>11</i>
2.6	MĚŘENÍ ZTRÁT, PROUDU A NAPĚTÍ NAKRÁTKO.....	12
2.7	OTEPLOVACÍ ZKOUŠKA	14
2.7.1	<i>Určení teploty vinutí</i>	<i>15</i>
2.7.2	<i>Teplota horní vrstvy oleje</i>	<i>15</i>
2.7.3	<i>Střední teplota oleje.....</i>	<i>15</i>
2.7.4	<i>Měření teploty chladiva</i>	<i>16</i>
3	POKROČILÉ DIAGNOSTICKÉ METODY.....	17
3.1	MĚŘENÍ ZTRÁTOVÉHO Činitele TG Δ KAPACITY VINUTÍ.....	17
3.1.1	<i>Typické průběhy tg δ v závislosti na napětí při 50Hz.....</i>	<i>18</i>
3.2	DIELEKTRICKÁ SPEKTROSKOPIE VE FREKVENČNÍ DOMÉNĚ (DFR,FDS).....	22
3.2.1	<i>Výpočet ekvivalentní permitivity – XY model.....</i>	<i>22</i>
3.2.2	<i>Měření DFR,FDS.....</i>	<i>25</i>
3.2.3	<i>Korozivní síra / stříbro.....</i>	<i>26</i>
3.2.4	<i>Chemická detekce korozivní síry.....</i>	<i>27</i>
3.2.5	<i>Elektrická detekce korozivní síry pomocí DFR.....</i>	<i>28</i>
3.3	METODA FREKVENČNÍCH CHARAKTERISTIK (SFRA)	29
3.3.1	<i>Princip měření</i>	<i>29</i>
3.3.2	<i>Vyhodnocování frekvenčních charakteristik</i>	<i>30</i>
4	PRAKTICKÉ MĚŘENÍ NA TRANSFORMÁTORU	32
4.1	SPECIFIKACE MĚŘENÉHO OBJEKTU	33
4.2	POSTUP MĚŘENÍ	35
4.2.1	<i>Měření činného odporu vinutí.....</i>	<i>35</i>
4.2.2	<i>Měření převodu vinutí.....</i>	<i>36</i>
4.2.3	<i>Měření zkratové impedance</i>	<i>37</i>
4.2.4	<i>Měření magnetizačního proudu</i>	<i>38</i>
4.2.5	<i>Měření ztrátového činitele</i>	<i>39</i>
4.2.6	<i>Dielektrická spektroskopie ve frekvenční doméně (DFR,FDS).....</i>	<i>40</i>
4.2.7	<i>Měření frekvenčních charakteristik (SFRA).....</i>	<i>44</i>
5	ZÁVĚR	48
	SEZNAM LITERATURY A INFORMAČNÍCH ZDROJŮ	49

Seznam tabulek

TABULKA Č. 1: DIAGNOSTIKA TRANSFORMÁTORŮ A JEJÍ ROZDĚLENÍ DLE TYPY ZKOUŠKY DO JEDNOTLIVÝCH SKUPIN [2]	3
TABULKA Č. 2: URČENÍ HODINOVÉHO ÚHLU DLE SROVNÁNÍ HODNOT NAPĚTÍ NAMĚŘENÝCH MEZI SVORKAMI [2] ...	9
TABULKA Č. 3: KOREKČNÍ TABULKA PRO OLEJOVÉ TRANSFORMÁTORY[8].....	20
TABULKA Č. 4: ROZSAH AKCEPTOVANÝCH PROVOZŇNÍCH HODNOT ZTRÁTOVÉHO ČINITELE PRO URČITÉ TYPY ZAŘÍZENÍ [7]	20
TABULKA Č. 5: INTERPRETACE KOEFICINTU KFCH [2].....	30
TABULKA Č. 6: ROZLOŽENÍ FREKVENČNÍCH PÁSEM – SPOJENÍ YNYN [14].....	31
TABULKA Č. 7: SPECIFIKACE TRANSFORMÁTORU EBG	33
TABULKA Č. 8: SPECIFIKACE TRANSFORMÁTORU ABB	34
TABULKA Č. 9: VÝSLEDKY MĚŘENÍ ČINÉHO ODPORU - EBG.....	35
TABULKA Č. 10: VÝSLEDKY MĚŘENÍ ČINÉHO ODPORU – ABB	35
TABULKA Č. 11: VÝSLEDKY MĚŘENÍ PŘEVODU – EBG.....	36
TABULKA Č. 12: VÝSLEDKY MĚŘENÍ PŘEVODU – ABB.....	36
TABULKA Č. 13: VÝSLEDKY MĚŘENÍ ZKRATOVÉ IMPEDANCE – EBG.....	37
TABULKA Č. 14: VÝSLEDKY MĚŘENÍ ZKRATOVÉ IMPEDANCE – ABB	37
TABULKA Č. 15: VÝSLEDKY MĚŘENÍ MAGNETIZAČNÍHO PROUDU – EBG	38
TABULKA Č. 16: VÝSLEDKY MĚŘENÍ MAGNETIZAČNÍHO PROUDU – ABB	38
TABULKA Č. 17: VÝSLEDKY MĚŘENÍ ZTRÁTOVÉHO ČINITELE – EBG.....	39
TABULKA Č. 18: VÝSLEDKY MĚŘENÍ ZTRÁTOVÉHO ČINITELE – ABB	39
TABULKA Č. 19: VÝSLEDKY MĚŘENÍ TG Δ VE FREKVENČNÍM SPEKTRU - EBG	40
TABULKA Č. 20: VÝSLEDKY MĚŘENÍ KAPACITY VE FREKVENČNÍM SPEKTRU - EBG	41
TABULKA Č. 21: VÝSLEDKY MĚŘENÍ TG Δ VE FREKVENČNÍM SPEKTRU - ABB.....	42
TABULKA Č. 22: VÝSLEDKY MĚŘENÍ KAPACITY VE FREKVENČNÍM SPEKTRU - ABB	43
TABULKA Č. 23: VÝSLEDKY ANALÝZY ZAPOJENÍ A - EBG, DLE DL/911-2004, CHINA 2005-06-01	44
TABULKA Č. 24: VÝSLEDKY ANALÝZY ZAPOJENÍ B - EBG, DLE DL/911-2004, CHINA 2005-06-01	45
TABULKA Č. 25: VÝSLEDKY ANALÝZY ZAPOJENÍ C - EBG, DLE DL/911-2004, CHINA 2005-06-01	45
TABULKA Č. 26: VÝSLEDKY ANALÝZY ZAPOJENÍ A - ABB, DLE DL/911-2004, CHINA 2005-06-01	46
TABULKA Č. 27: VÝSLEDKY ANALÝZY ZAPOJENÍ B - ABB, DLE DL/911-2004, CHINA 2005-06-01	46
TABULKA Č. 28: VÝSLEDKY ANALÝZY ZAPOJENÍ C - ABB, DLE DL/911-2004, CHINA 2005-06-01	47

Seznam obrázků

OBRÁZEK Č. 1: SCHÉMA ZAPOJENÍ MĚŘENÍ IZOLAČNÍHO ODPORU.....	5
OBRÁZEK Č. 2: MAGNETIZČNÍ KŘIVKA TRANSFORMÁTORU [4].....	6
OBRÁZEK Č. 3: PRŮBĚH DEMAGNETIZACE TRANSFORMÁTORU [4].....	6
OBRÁZEK Č. 4: SCHÉMA MĚŘENÍ 3F TRANSFORMÁTORU NAPRÁZDNO [5]	8
OBRÁZEK Č. 5: MOŽNOSTI ZAPOJENÍ TRANSFORMÁTORŮ [2].....	8
OBRÁZEK Č. 6: SCHÉMA MĚŘENÍ HODINOVÉHO ÚHLU (UWw) [2]	9
OBRÁZEK Č. 7: ČASOVÝ PRŮBĚH ZKUŠEBNÍHO NAPĚTÍ PŘI ZKOUŠCE INDUKOVANÝM NAPĚTÍM [2]	10
OBRÁZEK Č. 8: ZAPOJENÍ PRO MĚŘENÍ ZTRÁT A PROUDU NÁKRÁTKO U 3F TRANSFORMÁTORU [5].....	13
OBRÁZEK Č. 9: FÁZOROVÝ DIAGRAM [7].....	18
OBRÁZEK Č. 10: ZÁVISLOST ZTRÁTOVÉHO ČINITELE NA NAPĚTÍ [2]	18
OBRÁZEK Č. 11: ZÁVISLOST ZTRÁTOVÉHO ČINITELE NA TEPLITĚ VE FREKVENČNÍM SPEKTRU 1MHz- 1kHz [9]...	19
OBRÁZEK Č. 12: MĚŘENÍ DVOUVINUTOVÉHO TRANSFORMÁTORU V REŽIMU UST [7]	21
OBRÁZEK Č. 13: XY MODEL [9].....	22
OBRÁZEK Č. 14: KONDENZÁTORY PŘEDSTAVUJÍCÍ XY MODEL [9]	23
OBRÁZEK Č. 15: FEM SIMULACE XY MODELU PRO OLEJ A CELULÓZU PŘI 0,01Hz [10]	23
OBRÁZEK Č. 16: RELATIVNÍ CHYBA MĚŘENÉ PERMITIVITY – KONDEZÁTOROVÝ MODEL [10]	24
OBRÁZEK Č. 17: RELATIVNÍ CHYBA MĚŘENÉ PERMITIVITY – MODIFIKOVANÝ KONDEZÁTOROVÝ MODEL [10]	24
OBRÁZEK Č. 18: SCHÉMA ZAPOJENÍ PRO MĚŘENÍ DIELEKTRICKÉ SPEKTROSKOPIE VE FREKVENČNÍ DOMĚNĚ [12] ..	25
OBRÁZEK Č. 19: VLIVY NA ZAKŘIVENÍ A POSUN DFR KŘIVKY [12].....	26
OBRÁZEK Č. 20: ETALON PRO POROVNÁNÍ KOROZIVNÍCH VRSTEV [13].....	27
OBRÁZEK Č. 21: STANDARDNÍ MĚŘENÍ DFR – BEZ PŘÍTOMNOSTI KOROZIVNÍ SÍRY[12].....	28

OBRÁZEK Č. 22: STANDARDNÍ MĚŘENÍ DFR – PŘÍTOMNOST KOROZIVNÍ SÍRY [12].....	28
OBRÁZEK Č. 23: SCHÉMA ZAPOJENÍ PRO MĚŘENÍ POMOCÍ METODY SFRA [14]	29
OBRÁZEK Č. 24: POROVNÁNÍ VÝSLEDKŮ MĚŘENÍ SFRA [12].....	30
OBRÁZEK Č. 25: PÁSMOVÉ ROZDĚLENÍ FREKVENČNÍ CHARAKTERISTIKY– SPOJENÍ YNYN [12].....	31
OBRÁZEK Č. 26: TRANSFORMÁTOR EBG - DOR 4500/30.....	33
OBRÁZEK Č. 27: TRANSFORMÁTOR ABB – DOHHR	34
OBRÁZEK Č. 28: SCHÉMA ZAPOJENÍ PRO MĚŘENÍ ČINNÉHO ODPORU NA FÁZI U	35
OBRÁZEK Č. 29: SCHÉMA ZAPOJENÍ PRO MĚŘENÍ PŘEVODU NA FÁZI U	36
OBRÁZEK Č. 30: SCHÉMA ZAPOJENÍ PRO MĚŘENÍ ZKRATOVÉ IMPEDANCE (1U-1V)	37
OBRÁZEK Č. 31: SCHÉMA ZAPOJENÍ PRO MĚŘENÍ MAGNETIZAČNÍHO PROUDU	38
OBRÁZEK Č. 32: GRAF TG Δ V ZÁVISLOSTI NA FREKVENCI - EBG	40
OBRÁZEK Č. 33: GRAF KAPACITY V ZÁVISLOSTI NA FREKVENCI - EBG	41
OBRÁZEK Č. 34: GRAF TG Δ V ZÁVISLOSTI NA FREKVENCI - ABB	42
OBRÁZEK Č. 35: GRAF KAPACITY V ZÁVISLOSTI NA FREKVENCI - ABB	43
OBRÁZEK Č. 36: MĚŘENÍ A - EBG.....	44
OBRÁZEK Č. 37: MĚŘENÍ B – EBG	45
OBRÁZEK Č. 38: MĚŘENÍ C – EBG	45
OBRÁZEK Č. 39: MĚŘENÍ A - ABB	46
OBRÁZEK Č. 40: MĚŘENÍ B - ABB.....	46
OBRÁZEK Č. 41: MĚŘENÍ C - ABB.....	47

1 Úvod

Předkládaná diplomová práce se zabývá transformátory s izolačním provedením olej – papír. V rešeršní části této práce se tedy budu zabývat popisem, dnes již standardních metod využívaných pro diagnostiku transformátorů a jejich významu. Hlavním tématem je však popis principu nově zaváděných diagnostických metod SFRA a DFR. Praktická část práce je zaměřena na reálném měření provedené na distribučních transformátorech 35kV/10,5kV. Závěr práce se bude zhodnocením vzájemné interakce a komplementarity základních / pokročilých diagnostických metod a online monitoringu.

V současné době je napříč celým spektrem energetického průmyslu vyvíjen velký tlak ze stran ekonomických oddělení na maximalizaci doby provozuschopnosti a celkové životnosti stávajících, či nově pořizovaných zařízení. Tomuto faktu je vystavena také údržba a diagnostická oddělení mající na starost mimo jiné také provozuschopnost transformátorů. V tomto případě se bohužel nelze spoléhat na dosažení předpokládané životnosti udávané výrobcem, jelikož případná porucha by měla pro provozovatele nejen významný ekonomický dopad, ale také by mohla způsobit ohrožení bezpečnosti práce. Stejně tak jako v jiných odvětvích, bylo nutné, aby se diagnostická centra tomuto trendu přizpůsobila a začala své metody rozšiřovat o nové diagnostické postupy, jakýmiž jsou např. dielektrická spektroskopie (DFR) a frekvenční analýza (SFRA).

I přesto, že transformátory jsou ze své podstaty poměrně jednoduché, netočivé elektrické stroje, vyskytují se v energetickém průmyslu v rozmanitých typech provedení, tak aby maximálně vyhovovali požadavkům daného provozovatele. Z tohoto důvodu je nutné provést základní rozdělení transformátorů dle jejich konstrukčního provedení, na něž je přímo navázána jejich výkonová hladina:

- a) Suché transformátory
 - Chladícím médiem je vzduch (případně jiný plyn)
 - Běžně provozovány až do max. napětí 38kV, max. výkonu 10MVA
- b) Zalévané transformátory
 - Vinutí je zalité do pryskyřice
 - Max. napětí 35kV / max. výkon 35MVA
- c) Transformátory s izolačním provedením olej – papír
 - Vhodné pro velké výkony a napětí
 - Max. napětí 245kV / max. výkon 180MVA

2 Základní diagnostické metody

Před popisem jednotlivých diagnostických metod je důležité zmínit jejich základní rozdělení, a to dle:

Stáří stroje

- a) Testování ve výrobě
- b) Provozní testování

Opakovatelnosti měření

- c) Destruktivní zkoušky
- d) Nedestruktivní zkoušky

Provozního stavu

- e) Online měření (monitoring)
- f) Offline měření

Tato práce se zaměřuje především na nedestruktivní zkoušky, tedy testy, které je možné opakovat, aniž by měli negativní vliv na životnost transformátoru. Tyto zkoušky jsou prováděny výrobcem již při výrobě, stejně tak údržbou při provozním testování, či provozovatelem po transportu a instalaci stroje při převážce. Pomocí nedestruktivních zkoušek je možné odhalit problém v jeho počátku rámci profylaxe a předejít tak neplánovanému výpadku. Naopak destruktivní zkoušky jsou prováděny až ve fázi trvalé poruchy, kdy už není možno transformátor provozovat. Celkové podrobné rozdělení pak popisuje tabulka 1.

Tabulka č. 1: Diagnostika transformátorů a její rozdělení dle typu zkoušky do jednotlivých skupin [2]

Název zkoušky nebo měření	zkouška		
	typová	kusová	zvláštní
Měření izolačního odporu	+	+	-
Měření odporu vinutí za studena stejnosměrným proudem	+	+	-
Měření převodu, napětí naprázdno a ztrát naprázdno	+	+	-
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 proudu 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 kapacity vinutí na transformátoru: a) na vinutí se jmenovitým napětím do 132 kV b) na vinutí se jmenovitým napětím nad 132 kV	- +	- +	+ -
Zkratová zkouška	+	-	-
Měření nulové složky reaktance na transformátoru a) na jmenovitém napětí menším než 110 kV b) na jmenovitém napětí 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 b) měření obsahu vody v oleji transformátorů se jmenovitým napětím 110 kV a vyšším c) měření tg δ , 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			

2.1 Měření izolačního odporu

Jednou z nejdéle používaných diagnostických metod pro profylaxi je měření izolačního odporu. Ten je odrazem nejslabšího místa v celém izolačním systému. Pokles odporu se často pojí s přítomností vlhkosti a vodivých nečistot. Principem tohoto měření je přiložení stejnosměrného napětí na měřený objekt. Po přiložení napětí se ve dvou předem daných časových intervalech odečítají hodnoty absorpčního proudu. Z těchto hodnot je poté možné dopočítat velikost polarizačního indexu (PI) nebo dielektrické absorpce (DAR) v závislosti na intervalu odečtu proudu.

a) Polarizační index

$$PI = \frac{i_1}{i_{10}} \text{ [-]} \quad (1)$$

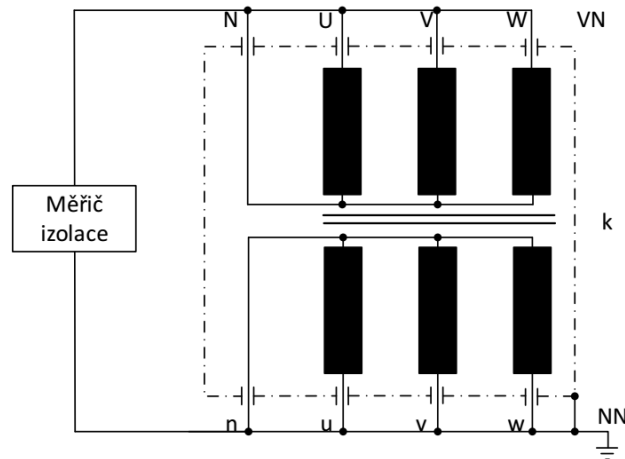
- i_1 je absorpční proud odečtený 1min po přiložení napětí
- i_{10} je absorpční proud odečtený 10min po přiložení napětí

b) Dielektrická absorpce

$$DAR = \frac{i_{15}}{i_{60}} \text{ [-]} \quad (2)$$

- i_{15} je absorpční proud odečtený 15s po přiložení napětí
- i_{60} je absorpční proud odečtený po 60s po přiložení napětí

Měření probíhá za normálních podmínek do max. relativní vlhkosti 90% (nelze tedy provádět za deště, sněžení a mlhy) po ustálení teplot všech částí stroje (min teplota stroje 10°C). Přiložené napětí by nemělo překročit jmenovitou hodnotu napětí stroje, jelikož by mohlo dojít ke zkreslení hodnot vlivem zbytkového náboje. Nádoba transformátoru musí být uzemněna a žádné vinutí nesmí být nezapojeno, měří se odpor vinutí proti sobě. Schéma zapojení je vidět na obrázku č. 1.



Obrázek č. 1: Schéma zapojení měření izolačního odporu

VN – primární strana

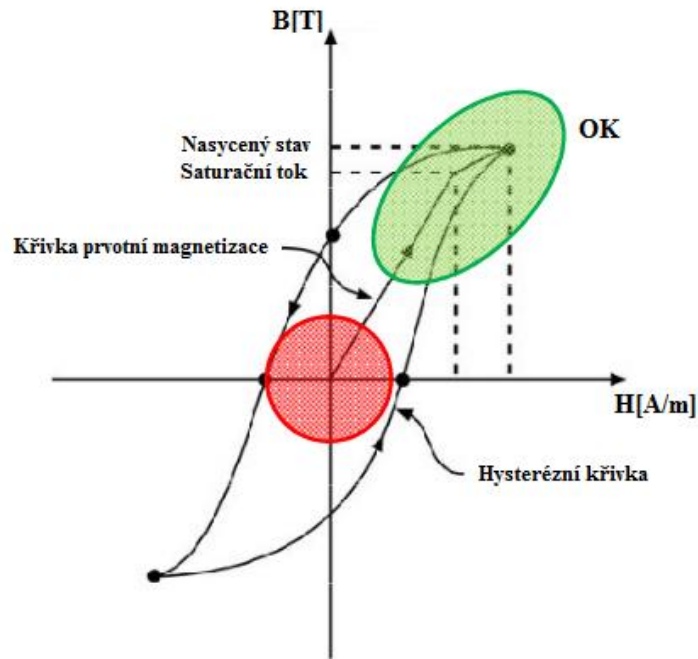
NN – sekundární strana

k – kostra nádoby

Při posuzování naměřených hodnot pak platí, že u nového stroje by konstanta polarizačního indexu neměla být menší než 1,7 a u provozovaných strojů 1,3. U provozovaných strojů je však nutné sledovat a porovnávat spíše trend vývoje, tedy aktuální hodnoty s hodnotami s předchozího měření. Pokud je změna větší než 40%, je nutné začít hledat příčinu. [2][3]

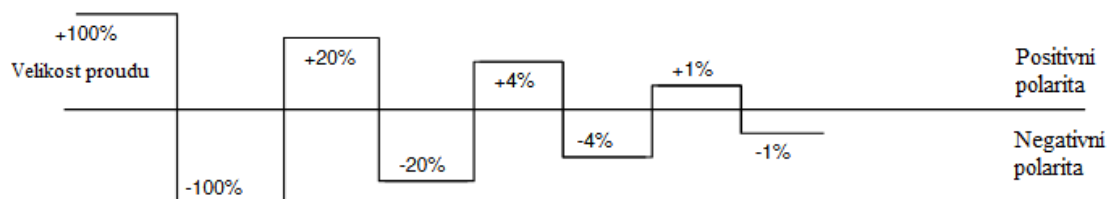
2.2 Měření odporu vinutí za studena stejnosměrným proudem

Měření činného odporu vinutí se provádí jak na primární, tak i na sekundární straně transformátoru. Odpor je nutné měřit na odbočkách vinutí (pokud jsou přístupny pro připojení měřicího přístroje) a také na každé poloze přepínače odboček. Jedná se o offline měření a transformátor tak musí být na primární i na sekundární straně odpojený od sítě. Teplota stroje by měla zhruba shodná s okolní teplotou. K měření se využívá přímá nebo můstková metoda. Během měření jednoho vinutí zůstávají ostatní rozpojena. Velikost aplikovaného proudu by neměla přesáhnout 10% hodnoty jmenovitého proudu vinutí. Při překročení 10% hrozí zkreslení měření vlivem oteplení vinutí. Zároveň je však nutné sytit stroj dostatečným proudem, aby došlo k saturaci magnetického jádra, k čemuž běžně dochází už při použití proudu o velikosti 1% jmenovitého proudu vinutí. Grafické znázornění je vidět na obrázku č. 2, kde zeleně značená oblast znázorňuje vhodně zvolenou velikost proudu, červená naopak nedostatečnou velikost proudu.



Obrázek č. 2: Magnetizační křivka transformátoru [4]

Při zkoušce měříme odpor vinutí každé fáze zvlášť. Pokud jsou fáze spojeny do trojúhelníku nebo do hvězdy, měří se odpor mezi svorkami začátků vinutí a získané hodnoty pak dopočítáme odpory daných fází. Při vyhodnocování výsledků je nutné brát ohled na to, v jakém prostředí měření probíhá. Pokud se jedná o testování ve výrobě, jsou výrobci vázáni normativním požadavkem a maximální rozdíl mezi jednotlivými fázemi nesmí překročit 0,5%. Při provozním testování se standardně hledí kromě maximálního rozdílu mezi fázemi (1%), také na absolutní odchylku mezi posledním a aktuálním měřením, která nesmí překročit 5%. Po dokončení měření je důležité provést demagnetizaci jádra transformátoru, čímž předcházíme vniku potenciálně nebezpečných náběhových proudů po připojení stroje zpět do sítě. Demagnetizace se provádí aplikováním proudu společně se změnou polaritu a její průběh je vidět na obrázku č. 3. [2][4]



Obrázek č. 3: Průběh demagnetizace transformátoru [4]

2.3 Měření převodu, napětí naprázdno a ztrát naprázdno

Při měření na prázdno neprotéká sekundárním vinutím transformátoru žádný proud ($I_2=0A$), výstupní vinutí je rozpojeno. Zároveň je však primární vinutí připojené ke zdroji střídavého napětí a protéká jím magnetizační proud (I_{10}), který je nutný k vybuzení magnetického pole při jmenovitém napětí U_{1N} , v obvodu transformátoru. Magnetizační proud obsahuje dvě složky. První je fázově posunuta o 90° za fázorem proudu a je čistě induktivního charakteru. Druhou složkou jsou hysterezní ztráty a ztráty vířivými proudy, které jsou ve fázi s vektorem napětí.

Samotné měření probíhá tak, že na primární vinutí přivedeme střídavé napětí o velikosti 120% U_{1N} a změříme dané proudy a výkony na sekundárním vinutí. Napětí na primáru pak plynule snižujeme v krocích po cca 10% a pokračujeme v měření proudů a výkonů naprázdno. Hodnoty napětí (U_{10}) a proudu (I_{10}) na vstupu vypočteme jako střední hodnoty proudů a napětí na každé fázi (U,V,W). Pro výpočet převodu transformátoru (pu) je důležité odečítat také napětí na sekundáru U_{20} , jelikož převod je definován poměrem velikosti napětí naprázdno na primární U_{10} a sekundární straně transformátoru. Pro výpočet účinníku naprázdno vycházíme z podílu činného a zdánlivého výkonu.[2]

$$\cos \varphi = \frac{P_1}{S_1} [-] \quad (3)$$

$$P_1 = P_{1U} + P_{1V} + P_{1W} [\text{W}] \quad (4)$$

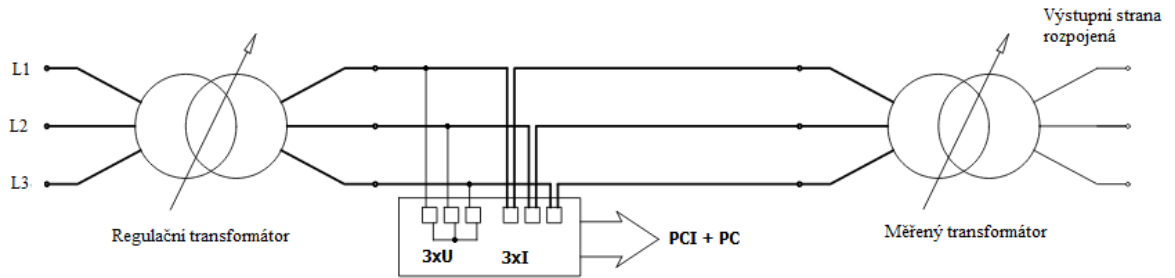
$$S_1 = 3 \cdot U_1 \cdot I_1 [\text{VA}] \quad (5)$$

$$pu = \frac{U_{10}}{U_{20}} [-] \quad (6)$$

$$U_{10} = \frac{1}{3} \cdot (U_{UV0} + U_{VW0} + U_{UW0}) [\text{V}] \quad (7)$$

$$I_{10} = \frac{1}{3} \cdot (I_U + I_V + I_W) [\text{A}] \quad (8)$$

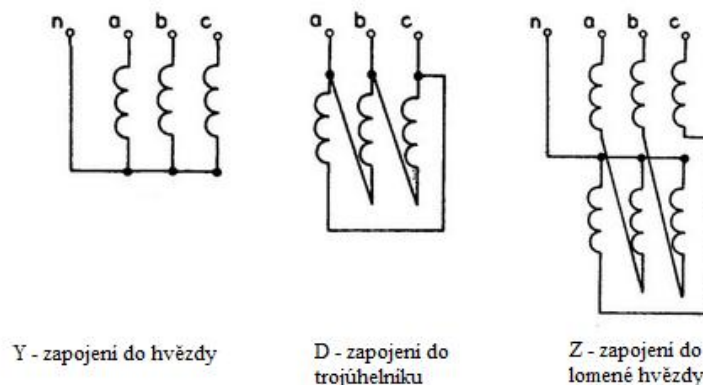
Zdroj použitý pro napájení na primární straně musí mít výstup ve tvaru sinusoidy, v praxi se pak jakákoliv souřadnici křivky napětí nesmí lišit od odpovídající souřadnice sinusoidy o stejné amplitudě o více než 5%. V případě napájení trojfázového transformátoru musí být napětí souměrná (zpětná složka nesmí převyšovat 5% napětí sousledné složky a každé ze tří sdružených napětí se neliší o více než 4,5% od střední aritmetické hodnoty těchto napětí). [2][5]



Obrázek č. 4: Schéma měření 3F transformátoru naprázdno [5]

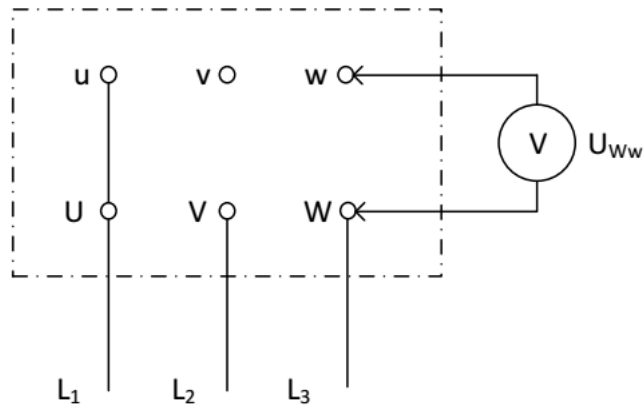
2.4 Kontrola natočení fází – určení hodinového úhlu

Hodinový úhel ($30^\circ = 1$ hodina) je parametr, který udává fázový posuv mezi svorkami primárního a sekundárního vinutí. Jedná se o důležitý parametr, hlavně při určování paralelního chodu transformátorů, pro který je shodný hodinový úhel důležitou podmínkou. Z tohoto důvodu je hodinový úhel uveden také na štítkových hodnotách transformátoru. Na štítku je pak možné nalézt hodnotu např. Dy 7, kde velké písmeno značí zapojení primárního vinutí (do trojúhelníku), malé písmeno zapojením sekundárního vnutí (do hvězdy) a číslice označuje fázový posuv měřený mezi primárním a sekundárním napětím (210°). Celkově dle norem ČSN je možných 26 různých spojení (Yy, Yd, Yz, Dy, Dz).



Obrázek č. 5: Možnosti zapojení transformátorů [2]

Pro zjištění hodinového úhlu se využívá metoda měření napětí pomocí voltmetru. Na měřeném transformátoru se propojí svorky primární a sekundární strany jedné fáze (např. U – u) a primární strana se připojí na zdroj sníženého souměrného třífázového napětí. Pomocí voltmetru pak měříme napětí $U_{UV}, U_{VW}, U_{UW}, U_{Vv}, U_{Wv}, U_{Vw}, U_{uv}, U_{uw}, U_{vw}$.



Obrázek č. 6: Schéma měření hodinového úhlu (U_{Ww}) [2]

Pokud jsou tyto hodnoty změřeny, je možné hodinový úhel určit porovnáním naměřených hodnot pomocí tabulky č. 2. [2]

Tabulka č. 2: Určení hodinového úhlu dle srovnání hodnot napětí naměřených mezi svorkami [2]

1	2	3	Hodinový úhel	
$U_{Vv} = U_{Ww}$ $U_{Vw} = U_{Wv}$	$U_{Vv} < U_{Vw}$		0	
	$U_{Vv} > U_{Vw}$		6	
$U_{Vv} = U_{Wv} = U_{Ww}$	$U_{Vv} < U_{Vw}$		1	
	$U_{Vv} > U_{Vw}$		7	
$U_{Vv} = U_{Vw} = U_{Ww}$	$U_{Vv} > U_{Wv}$		5	
	$U_{Vv} < U_{Wv}$		11	
$U_{Vv} = U_{Ww}$	$U_{Vv} < U_{UV}$		2	
	$U_{Vv} > U_{UV}$			
	$U_{Vv} < U_{UV}$	$U_{Vw} < U_{UV}$		10
		$U_{Vw} > U_{UV}$		
	$U_{Vv} > U_{UV}$	$U_{Vw} < U_{UV} + U_{uv}$		3
		$U_{Vw} > U_{UV} + U_{uv}$		4
	$U_{Vv} > U_{UV}$	$U_{Ww} = U_{UV} + U_{uv}$		8
		$U_{Ww} < U_{UV} + U_{uv}$		9

2.5 Napět'ové zkoušky vinutí

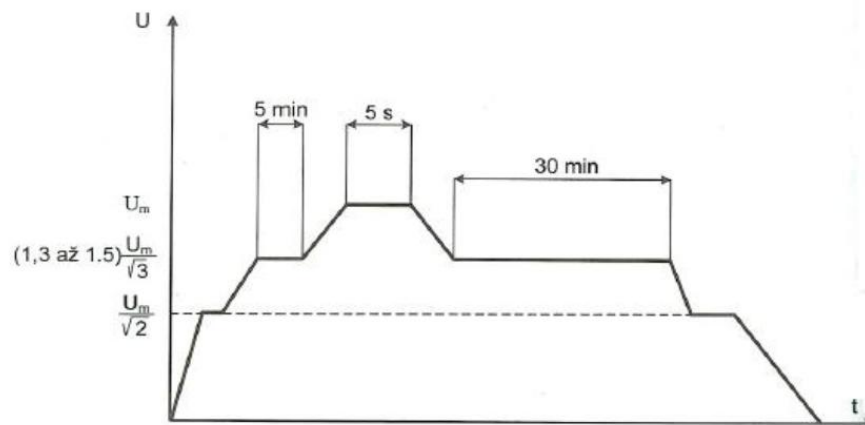
2.5.1 Zkouška přiloženým napětím

Účelem této zkoušky je ověření elektrické pevnosti izolace vinutí a to jak proti částem, které jsou uzemněny, tak proti ostatním vinutím. Izolační soustava je tvořena izolací vodičů a válci z materiálu na bázi celulózy – transformátorové lepenky. Tyto pevné izolanty na bázi celulózy tvoří společně s transformátorovým olejem izolační systém transformátoru.

Zkouška probíhá tak, že se vyzkratuje zkoušené vinutí a vývody ostatních vinutí (které nejsou propojeny s testovaným vinutím) se uzemní. Mezi prozkratované testované vinutí a vývody připojené k zemi pak přivádíme testovací napětí. Hodnotu zkušebního napětí určíme jako vrcholovou hodnotu děleno $\sqrt{2}$. [6][2]

2.5.2 Zkouška dlouhodobým indukovaným napětím

Tato zkouška vyžaduje uzemněný nulový bod testovaného vinutí, zbylá vinutí se v případě zapojení do trojúhelníku uzemní v jednom z vývodů. Pokud se jedná o zapojení do hvězdy, uzemní se ve společném nulovém bodě. Zkušební napětí a jeho průběh v čase, aplikované mezi nulovým bodem a fázovými vývody, musí odpovídat schématu na obrázku č. 7.



Obrázek č. 7: Časový průběh zkušebního napětí při zkoušce indukovaným napětím [2]

V průběhu této zkoušky se také měří výbojová aktivita, resp. amplituda zdánlivého náboje částečného výboje. Dále se stanovují hodnoty zapalovacího a zhášecího napětí ČV během snižování a zvyšování testovacího napětí. [6][2]

2.5.3 Výsledky zkoušek přiloženým napětím a jejich hodnocení

Transformátor při zkoušce střídavým napětím průmyslového kmitočtu vyhověl, pokud nedojde k poklesu zkušebního napětí (jeho useknutím) a k nedovoleným poškozením. Tyto poškození se musí stanovit posouzením příznaků, např. nespojitou změnou údajů přístrojů (ampérmetrů a voltmetrů), přeskokem na ochranném jiskřišti, částečným poškozením izolace, slyšitelnými zvuky výbojů z nádoby, uvolněnými plyny nebo dýmem.

Transformátor zkoušce dlouhodobým indukovaným střídavým napětím průmyslového kmitočtu vyhověl, pokud:

- a) nedošlo k poklesu zkušebního napětí (nebo jeho useknutí).
- b) amplituda zdánlivého náboje částečných výbojů měřená ze všech měřících svorek během působení dlouhodobého zkušebního napětí nepřekročila mezní hodnoty:
 - 300pC při zkušebním napětí od $1,3 U_m / \sqrt{3}$ do $1,4 U_m / \sqrt{3}$
 - 500pC při zkušebním napětí od $1, U_m / \sqrt{3}$ a současně není sledována tendence růstu amplitud v blízkosti uvedených mezních hodnot.

Jestliže změřená hodnota zdánlivých nábojů částečných výbojů přesahuje tyto hodnoty, ale zároveň není vyšší než 3000pC, pak je nutné provést analýzu výsledků a určit místo vzniku ČV. Pokud bylo stanoveno, že zdroj ČV se nachází v místech, která nejsou pro izolaci transformátoru nebezpečná (např. čistě v oblasti olejové izolace), lze transformátor uvést zpět do provozu. Je ale nutné provést opatření k odstranění zdroje ČV (výměnou průchodek, přepínacího zařízení atp.) a následně zkoušku dlouhodobým indukovaným napětím opakovat.

V případě kdy se ne podaří určit místo vzniku ČV, je potřeba transformátor podrobit dodatečné zkoušce indukovaným napětím pod dobu 1 – 2 hodin. Pokud amplituda zdánlivého náboje přesáhne hodnotu naměřenou v předchozím testu, je nutné transformátor vyřadit z provozu a před znovu uvedením do provozu zdroj ČV odstranit. Před dodatečnou zkouškou je možné provést tyto opatření:

- delší stání transformátoru
- výměna oleje
- opakované sušení izolace
- ohřátí transformátoru.

Odstranění zdroje ČV se potvrzuje následnou dodatečnou zkouškou dlouhodobým indukovaným napětím. Jestliže amplituda zdánlivého náboje vzrůstá a překračuje mezní

hodnoty, přičemž následně se opět zmenšuje pod mezní hodnoty, je potřeba zkoušku prodloužit bez přerušení na tak dlouho dobu, až budou přípustné amplitudy měřeny min 30min. Výjimečné impulzy s velkou amplitudou není třeba zohledňovat.[2]

2.6 Měření ztrát, proudu a napětí nakrátko

Při stavu nakrátko je transformátor napájen do primárního vinutí proudem o harmonickém průběhu, přičemž svorky sekundárního vinutí jsou zkratovány. Na svorkách prozkratovaného sekundárního vinutí pak můžeme naměřit proud odpovídající velikosti napájecího proudu, přepočteného obrácenou hodnotou závitového převodu. Velikost napájecího proudu musí být dostatečná, tedy musí být dosaženo jmenovité hodnoty proudu ať už v primárním, nebo sekundárním vinutí (rozhoduje menší hodnota). Napájecí napětí na primáru tak může být malé. Ze sekundárního vinutí není odebírán žádný výkon ani napětí. Ztráty nakrátko jsou využívány na pokrytí ztrát Jouleova tepla ve vinutích. Díky nízkým hodnotám magnetických toků je možné ztráty v magnetickém obvodu (vířivými proudy) zanedbat. To je důvodem proč se ztráty nakrátko označují jako ztráty ve vinutí a jsou (společně se ztrátami naprázdno ΔP_0) kvalitativním údajem určujícím účinnost přenosu elektrické energie transformátorem.

K měření nakrátko je zpravidla vybráno vinutí vyššího napětí při jmenovitém proudu a kmitočtu. U transformátorů, které nemají vinutí do trojúhelníku, se spojí vinutí nakrátko spojením jeho fázových svorek mezi sebou a se svorkou nulového bodu. Měřením se zjišťují ztráty nakrátko, napětí nakrátko a účinník.

Jelikož jsou ztráty v železe (ΔP_{Fe}) při zapojení nakrátko zanedbatelné, můžeme říci, že Jouleovi ztráty (ΔP_j) jsou v podstatě ztráty nakrátko (ΔP_k). Ztráty nakrátko v sobě zahrnují také ztráty vířivými proudy ve vinutí a také přídavné ztráty (ΔP_d). Obecně platí, že ztráty nakrátko jsou zhruba 1,5 – 3,5x vyšší než naprázdno. Přídavné ztráty pak tvoří zhruba 5% - 40% ztrát nakrátko (v závislosti na velikosti transformátoru).

$$\Delta P_k = P_{IU} + P_{IV} + P_{IW} \text{ [W]} \quad (9)$$

Pokud teplota vinutí během měření nebyla 75°C, přepočítávají se ztráty nakrátko na provozní teplotu 75°C dle vztahu:

$$\Delta P_{k75} = \frac{235 + 75}{235 + \vartheta_k} \cdot \Delta P_k \text{ [W]} \quad (10)$$

Kde ϑ_K je střední teplota vinutí. Procentuální vyjádření pak stanovíme dle vztahu:

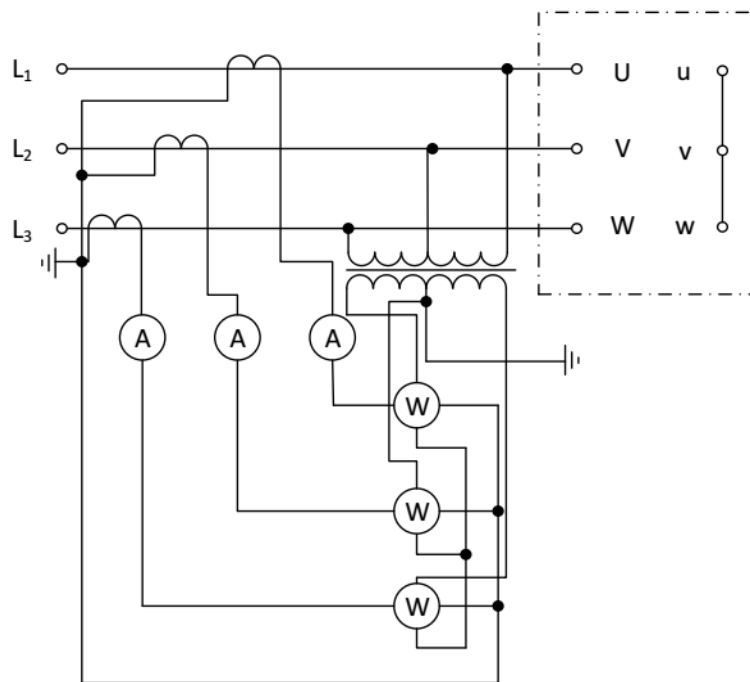
$$\Delta p_{k75} = \frac{\Delta P_{k75}}{S_N} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (11)$$

Při měření nakrátko dále stanovujeme napětí a účinník nakrátko. Účinník vypočítáme stejně jako v případě naprázdno, tedy podílem činného a zdánlivého výkonu. Hodnota účinníku nakrátko φ_K bývá řádově 0,3-0,7x vyšší než naprázdno.

Napětí nakrátko (u_k) přímo ovlivňuje zkratové poměry a pomocí něj je možné vypočítat úbytek napětí na transformátoru. Je definováno jako takové napětí, při kterém na primární straně transformátoru teče jmenovitý proud o jmenovité frekvenci. Jedná se o štítkový údaj, který se vyjadřuje v procentech, a jeho hodnoty se obvykle pohybují mezi 3% - 12% U_N , přičemž větší transformátoru mohou dosahovat i vyšších hodnot. Procentuální vyjádření napětí nakrátko popisuje vzorec níže:

$$u_k = \frac{U_{1K}}{U_{1N}} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (12)$$

Příklad zapojení na třífázovém transformátoru popisuje obrázek č. 8.



Obrázek č. 8: Zapojení pro měření ztrát a proudu nakrátko u 3F transformátoru [5]

Měření jako takové je svým průběhem podobné jako v případě naprázdno, s tím rozdílem, že na primární stranu připojíme zdroj generující nulové napětí ($U_{IN} = 0 \text{ V}$) a velikost napětí plynule zvyšujeme až do momentu, kdy primárním vinutím bude protékat proud o velikosti $120\% I_{IN}$. Tento proud pak postupně snižujeme po krocích cca $10\% I_{IN}$ až k nulové hodnotě, přičemž pro každou hodnotu měříme dané výkony a napětí. V praxi preferujeme co nejkratší dobu měření, protože vlivem protékajícího proudu nám stoupá teplota vinutí, což při delším generování může ovlivnit naměřené hodnoty. Proud v sekundárním vinutí běžně neměříme, jelikož velikost impedance ampérmetru by výrazně ovlivnila měření. [5][2]

Při testování transformátorů nakrátko se napětí i proud vypočítá podobně jako v režimu naprázdno, tedy pomocí střední aritmetické hodnoty odečtené ze všech tří fází:

$$U_{1K} = \frac{1}{3} \cdot (U_{UVK} + U_{VWK} + U_{UWK}) \text{ [V]} \quad (13)$$

2.7 Oteplovací zkouška

Princip této zkušební metody spočívá v oteplování transformátoru jeho zatěžováním na ustálený stav, kdy ve všech nebo ve vybraných aktivních částech konstrukce dochází ke ztrátám činné energie, a následném měření oteplení těchto částí nad okolní teplotu. Zkoušku je možné provádět při okolních teplotách v rozsahu $10^{\circ}\text{C} - 35^{\circ}\text{C}$ a je ověřením, zda oteplení jednotlivých částí vyhovuje platným předpisům. Během zkoušky nesmí být transformátor vystaven vnějším vlivům, jež by mohli ovlivnit výsledek (atmosférické srážky, tepelné záření atd.).

Tato zkouška se provádí na kompletně smontovaném transformátoru, výjimkou jsou části, které nemají vliv na tepelný stav transformátoru (např. jiskřiště na průchodkách). Transformátor je testován s vlastní chladicí soustavou, pokud však zkouška probíhá na transformátoru s nuceným oběhem oleje, je povoleno zjišťovat střední oteplení vinutí nad střední teplotu oleje a také oteplení konstrukčních prvků nad teplotu oleje v jejich blízkosti bez připojení jeho vlastního chladicího systému. Oteplení horní vrstvy oleje se poté vypočítává na základě zkoušky chladiče, která byla provedena mimo transformátor.

Pro provedení zkoušky se mohou použít tyto metody:

- a) **Metoda přímého zatížení** – Jedno vinutí je napájeno jmenovitým napětím, zatímco druhé vinutí je připojeno k zátěži odpovídající jmenovitému proudu ve vinutích.
- b) **Metoda vzájemného zatížení** – Testovaný transformátor se připojí paralelně

k dalšímu transformátoru se stejným jmenovitým napětím a stejnou skupinu spojení. Jmenovitý proud ve vinutí testovaného transformátoru se poté nastavuje pomocí přivedení napětí z jiného zdroje nebo regulací převodu.

- c) **Metodou nakrátko** – Jedno vinutí je napájeno napětím o jmenovité frekvenci s max. odchylkou 2%, druhé vinutí je spojeno nakrátko. Napájecí napětí se nastaví tak, aby ve vinutích došlo k ustálení proudu, při němž se ztráty rovnají celkovým normalizovaným ztrátám bez tolerance.

2.7.1 Určení teploty vinutí

Střední teplota vinutí se vypočítává podle měření jejich odporu na konci zkoušky, dle níže uvedeného vztahu:

$$(Cu) - \vartheta_w = \frac{R_2}{R_1} \cdot (235 + \vartheta_{w1}) - 235 [^{\circ}C] \quad (14)$$

$$(Al) - \vartheta_w = \frac{R_2}{R_1} \cdot (225 + \vartheta_{w1}) - 225 [^{\circ}C] \quad (15)$$

Kde: ϑ_w – stř. Teplota vinutí [$^{\circ}C$]

R_1 – odpor vinutí při teplotě ϑ_{w1} [Ω]

R_2 – odpor vinutí při teplotě ϑ_w [Ω]

ϑ_w – je teplota při odečtu hodnoty odporu R_1 [$^{\circ}C$]

Odpor R_1 se dle normy měří za studena. Odpor R_2 je měřen po odpojení od napájecího zdroje nebo bez odpojení metodou superpozice. Pokud se jedná o vinutí s velmi nízkým odporem, u něhož je přechodový odpor kontaktů podobný jejich aktivnímu odporu, pak se teplota měří pomocí termočlánků umístěných na jeho vnější ploše.

2.7.2 Teplota horní vrstvy oleje

Teplota horní vrstvy oleje je měřena teploměrem či termočlánkem, který je umístěn do jímký naplněné olejem na víku nádoby transformátoru. V případě, že se jedná o design s chladičem mimo transformátor, měření teploty se umístí do potrubí na výstupu transformátoru směrem k chladiči.

2.7.3 Střední teplota oleje

Střední teplota oleje oproti teplotě chladiva ($\Delta\vartheta_0$) je definována jako rozdíl střední teploty oleje, která se určuje jako teplotní rozdíl horních vrstev oleje a polovičního rozdílu

vstupní a výstupní teploty z chladicího systému ($\Delta\theta/2$). Rozdíl teplot na vstupu a výstupu se určuje dle typu provedení transformátoru:

- a) S nuceným oběhem oleje – podle rozdílu teplot na vstupu a výstupu z chladiče.
- b) S přirozeným a nuceným vzduchovým chlazením – podle rozdílu teplotu na vstupu a výstupu hrdla radiátoru.
- c) S hladkou, vlnovou nebo trubkovou nádobou – podle rozdílu teplot na povrchu nádoby ve výšce odpovídající horní a dolní části vinutí.

V případě že nejsou k dispozici údaje o rozdílu teplot, můžeme u transformátorů s výkonem do 2,5MVA a přirozeným oběhem oleje brát střední oteplení jako 0,8x oteplení horní vrstvy oleje.

2.7.4 Měření teploty chladiwa

Měření teploty chladiwa se provádí pomocí termočlánků umístěnými v nádobě, která je naplněna olejem, s časovou konstantou cca 2 hodiny. Povrch této nádoby je stíněn proti tepelnému záření, např. pomocí hliníkové fólie. Nádoba také nesmí být vystavena působení vzdušných proudů včetně těch způsobených transformátorem.

Při nuceném vzduchovém chlazení je možné teploměry umístit na vstup vzduchu do chladiče, avšak ne blíže než 1m od ploch transformátoru, které vyzařují teplo. Pokud takové umístění není možné, postupujeme dle výše uvedeného postupu. U designů s přirozeným vzduchovým nebo olejovým oběhem se teploměry umísťují nejméně na tři strany transformátoru, ve středu výšky nádoby a nejméně 1-2 metry od povrchu vyzařující teplo.

Výslednou teplotu chladiwa získáme tak, že spočteme aritmetický průměr minimálně ze tří hodnot získaných v poslední čtvrtině doby měření. V této době by měla být teplota chladicího vzduchu konstantní.[2]

3 Pokročilé diagnostické metody

Současně s technickým rozvojem prvků distribuce, výroby a přenosu elektrické energie dochází k pokroku v oblasti technických řešení a používaných materiálů, v souladu s tím dochází i k rozvoji diagnostických metod umožňujících lépe popsat a pochopit chování jednotlivých prvků. Mezi tyto diagnostické metody se řadí např. dielektrická spektroskopie ve frekvenční doméně (DFR, FDS) a metoda frekvenčních charakteristik (SFRA), kterými se budu zabývat v této části práce.

3.1 Měření ztrátového činitele $\tan \delta$ kapacity vinutí

Ztrátový činitel obecně charakterizuje činné ztráty vzniklé polarizací v izolačním systému. Při vysokých hodnotách ztrátového činitele dochází ke zrychlenému stárnutí izolace a snížení její celkové životnosti. Ztrátový činitel je ovlivněn jak pevnou (celulóza), tak i kapalnou (olejová naplň) částí dielektrika. Z jeho velikosti je tak možné odvozovat celkový stav izolace, a zda je izolační systém navlhlý či zestárlý.

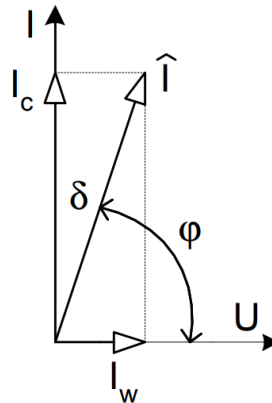
V ideálním izolačním systému by byl ztrátový činitel teoreticky roven nule. Ve skutečnosti však dielektrikem prochází ztrátový proud I_w , který je ve fázi napětím a za kapacitním proudem I_c se zpožďuje o úhel φ .

$$I_c = j\omega CU \text{ [A]} \quad (16)$$

$$\varphi = \frac{\pi}{2} - \delta \text{ [}^\circ\text{]} \quad (17)$$

S nárůstem ztrátového proudu dochází k nárůstu úhlu δ , v důsledku čehož i k nárůstu ztrát v dielektriku, jak je vidět ve fázorovém diagramu na obrázku č. 9. Ztrátový činitel pak tedy vyjadřujeme jako:

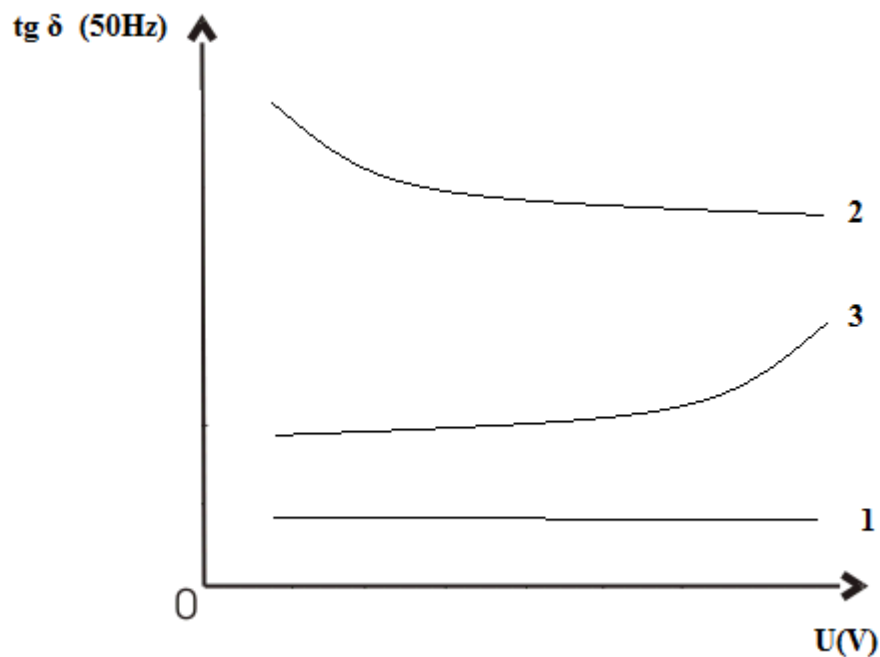
$$\tan \delta = \frac{I_w}{I_c} \text{ [-]} \quad (18)$$



Obrázek č. 9: Fázorový diagram [7]

3.1.1 Typické průběhy $\text{tg } \delta$ v závislosti na napětí při 50Hz

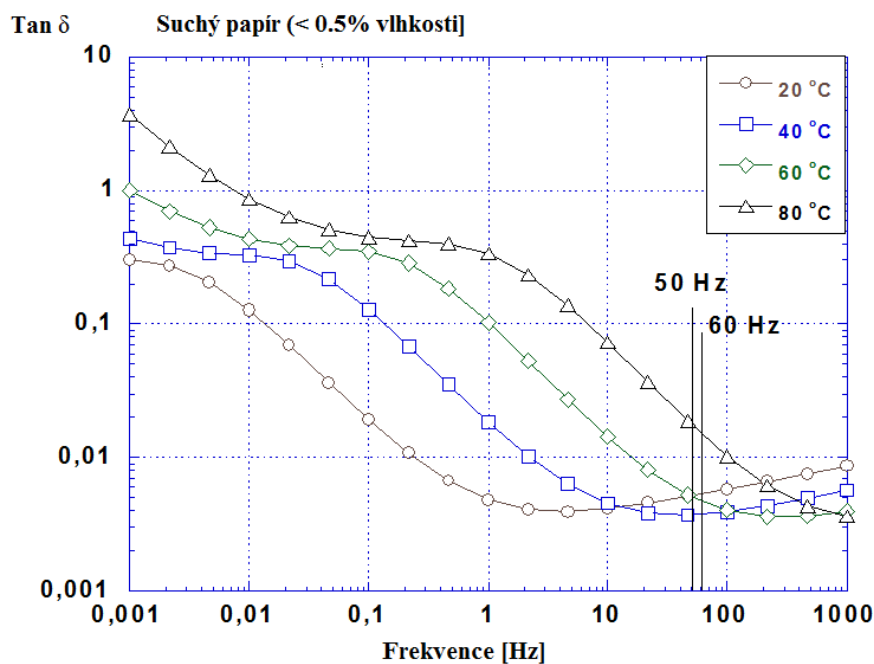
- 1) **Suchá izolace** – nízký ztrátový činitel, nezávislý na napětí.
- 2) **Navlhlá izolace** – ztrátový činitel se mění v závislosti na napětí, relativně vysoká a stabilní hodnota ztrát. Přítomnost vlhkosti v izolaci vede ke snížení $\text{tg } \delta$ v závislosti na nárůstu napětí
- 3) **Suchá izolace, vliv ČV** – při nižších hodnotách napětí je $\text{tg } \delta$ v podstatě napěťově nezávislá. Pokud však při aplikaci vyššího napětí dochází k vzniku ČV, ztrátový činitel i přes náhodný charakter ČV narůstá, jelikož činná složka proudu nárůstem napětí stoupá.



Obrázek č. 10: Závislost ztrátového činitele na napětí [2]

Samostatná kapacita vinutí jako taková se pro vyhodnocování stavu vinutí nepoužívá a v průběhu životnosti stroje by se neměla příliš měnit. Avšak její změny v průběhu životnosti transformátoru nebo poměr kapacit měřených na 2Hz a 50Hz mohou indikovat poškození izolace.

Dielektrické ztráty transformátoru je možné měřit můstkovou metodou za aplikace střídavého napětí 10kV. V případě, že je izolační hladina testovaného stroje nižší, je možné použít snížené napětí (0,5-1-2-5kV) a to s logikou použití nejbližšího nižšího napětí (např. 2kV pro vinutí 3,2kV). Pokud je to možné, měření by mělo probíhat při teplotě 20°C a to po ustálení teploty ve všech částech stroje. Avšak splnit tento požadavek při testování transformátoru (který je již v provozu a měření může probíhat pouze v době odstávky, která z hlediska provozovatele musí být co nejkratší) je velmi obtížné a často nemožné. Měření je tak možné provádět i za jiných teplot při jejich ustálení ve všech částech stroje. V takovém případě je pak nutné použít korekční činitele (viz tabulka č. 3), jelikož ztrátový činitel je veličinou, která je závislá na teplotě. [2][7]



Obrázek č. 11: Závislost ztrátového činitele na teplotě ve frekvenčním spektru 1MHz- 1kHz [9]

Tabulka č. 3: Korekční tabulka pro olejové transformátory[8]

θ [°C]	K [-]
10	0,8
15	0,9
20	1
25	1,12
30	1,25
35	1,4
40	1,55
45	1,75
50	1,95
55	2,18
60	2,42
65	2,7
70	3

Při porovnávání hodnot naměřených při odlišných teplotách je pak nutné využít přepočítání na korigovanou teplotu 20°C dle následujícího vztahu:

$$\text{tg } \delta_{20} = \frac{\text{tg } \delta_{\theta}}{K} \text{ [-]} \quad (19)$$

Kde $\text{tg } \delta_{20}$ je korigovaný ztrátový činitel na 20°C a $\text{tg } \delta_{\theta}$ je ztrátový činitel naměřený při aktuální teplotě.

Hodnocení získaných výsledků se provádí na základě vývoje trendu ztrátového činitele, tedy porovnání aktuálních hodnot se staršími měřeními. Typické hodnoty pro daná zařízení zobrazuje tabulka č. 4. Při větších změnách hodnot naměřené kapacity (10% až 30%) ve dvou po sobě jdoucích měřeních je nutné najít příčinu této změny, jelikož se může jednat o vážnou závadu izolačního systému.

Tabulka č. 4: Rozsah akceptovaných provozních hodnot ztrátového činitele pro určité typy zařízení [7]

Typ zařízení	% tg při 20°C
Nové transformátory, minerální olej, 110kV a více	0.25 až 1.0
Transformátory v provozu, minerální olej 110kV a více	0.25
Distribuční transformátory, minerální olej 110V a méně	0.3
Průchodky - suché	3 až 10
Kompauzní, do 15 kV	5 až 10
Kompauzní, 15 - 46kV	2 až 5
Olejem plněné, do 110 kV	1.5 až 4
Olejem plněné, nad 110 kV	0.25

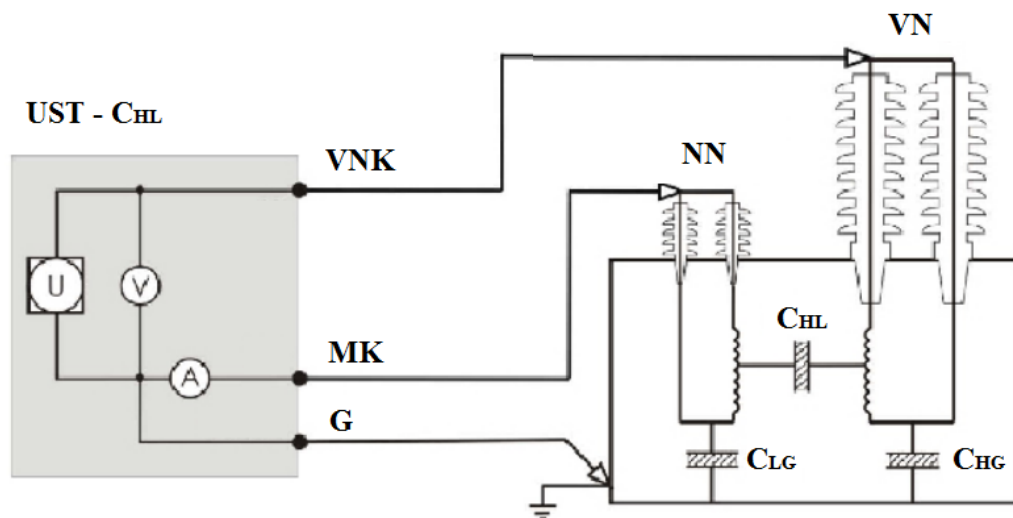
Toto měření je velmi citlivé na vliv parazitních vazeb s okolím (zejména při měření v provozu v blízkosti dalších VN a VVN zařízení). V případě, že naměřené hodnoty ztrátového činitele a kapacity neodpovídají daným požadavkům, je prvním krokem zkontrolovat další veličiny charakterizující konstrukční uspořádání stroje jako je odpor vinutí, proud naprázdno či napětí nakrátko.

Schéma zapojení pro měření dvouvinutového transformátoru v režimu UST (Ungrounded specimen test) je vidět na obrázku č. 10. Strana vinutí vyššího napětí (VN) je připojena k vysokonapětovému přívodu měřícího můstku (VNK) a strana nižšího napětí (NN) je připojena k měřicímu přívodu (MK). Zem můstku (G) je připojena ke kostře transformátoru. Kde:

C_{HL} – kapacita mezi vinutím vyššího napětí a nižšího napětí

C_{HG} – kapacita mezi vinutím vyššího napětí a kostrou

C_{LG} – kapacita mezi vinutím nižšího napětí a kostrou

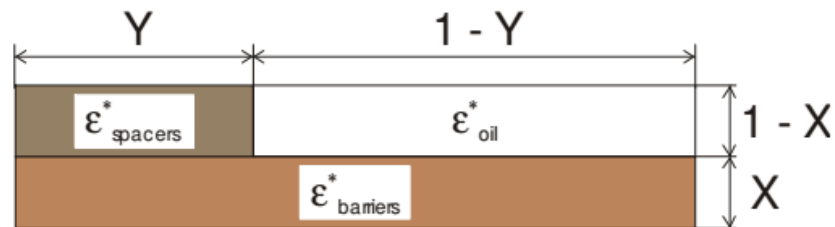


Obrázek č. 12: Měření dvouvinutového transformátoru v režimu UST [7]

3.2 Dielektrická spektroskopie ve frekvenční doméně (DFR,FDS)

Metoda DFR (Dielectric frequency response), někde také známá jako FDS (Frequency domain spectroscopy), byla představena již před více než 20 lety a během této doby byla předmětem mnoha výzkumných projektů a praktických měření s dobrými výsledky. I přes to však v dnešní době není u provozovatelů transformátorů běžnou praxí zahrnutí této metody do plánů preventivní údržby a diagnostiky.

Data získaná pomocí DFR je v dnešní době již možné analyzovat na základě matematických modelů kapacity reprezentující testovaný objekt (transformátor). Na základě měření kapacity ve frekvenčním spektru je tak možné podrobně zkoumat vlastnosti izolačního systému jakými jsou např. obsah vlhkosti v papírové izolaci nebo teplotní závislost izolačního systému. Jedním z nejpoužívanějších modelů popisující izolační systém uvnitř transformátoru je tzv. XY model. Tento model popisuje strukturu dielektrika jako relativní počet vymezočů a bariér v chladicím kanálu (viz obrázek č. 12). Parametr X je definován jako poměr součtu všech bariér v kanálu spojených dohromady a šířky kanálu. Parametr Y je oproti tomu definován jako poměr celkové šířky všech vymezočů vůči celkové délce obvodu kanálu.[9]



Obrázek č. 13: XY model [9]

$\epsilon_{\text{spacers}}$ – permitivita vymezočů

ϵ_{oil} – permitivita oleje

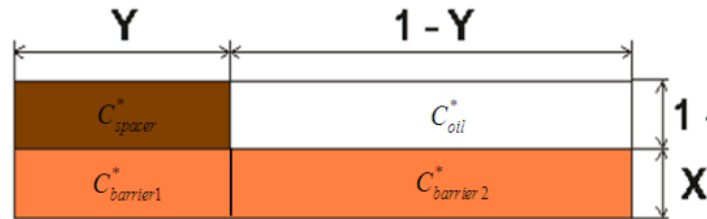
$\epsilon_{\text{barriers}}$ – permitivita bariér

3.2.1 Výpočet ekvivalentní permitivity – XY model

A. Kondenzátorový model

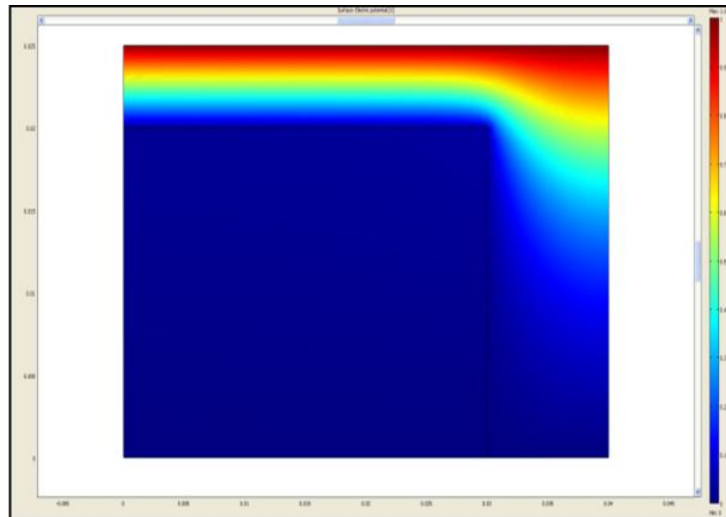
XY model je možné reprezentovat jako kondenzátory o dané kapacitě v jednotlivých částech izolačního systému. Celkovou kapacitu dielektrika je možné vypočítat jako zapojení čtyř kondenzátorů. Ve směru X počítáme jako zapojení v sérii, zatímco ve směru Y jako paralelní zapojení, viz:

$$\epsilon(\omega, T)_1 = \frac{Y}{\frac{1-X}{\epsilon_{\text{vymezočů}}} + \frac{X}{\epsilon_{\text{bariér}}}} + \frac{1-Y}{\frac{1-X}{\epsilon_{\text{oleje}}} + \frac{X}{\epsilon_{\text{bariér}}}} \text{ [F/m]} \quad (20)$$



Obrázek č. 14: Kondenzátory představující XY model [9]

Nevýhodou výše zmíněného modelu je, že nepočítá se zkreslením elektrického pole, vznikajícím zejména na poblíž rohů na přechodu papírové izolace a oleje. Na obrázku č. 14 můžeme vidět FEM simulaci modelu XY obsahujícího transformátorovou lepenku a olej, pomocí metody konečných prvků při 0,01 Hz. Nehomogenně rozložené linky napěťového potenciálu naznačují, že nesouvislý efekt v okolí rohu může způsobovat významnou chybu.

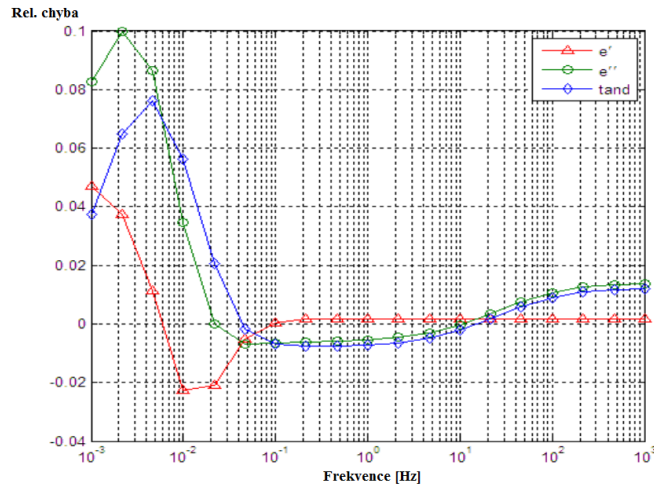


Obrázek č. 15: FEM simulace XY modelu pro olej a celulózu při 0,01Hz [10]

Relativní chybu měřené permitivity mezi kondenzátorovým modelem (CM) a FEM simulací pak definujeme jako:

$$dx = \frac{(FEM - CM)}{FEM} [-] \quad (21)$$

Relativní chyba v permitivitě v závislosti na frekvenčním spektru je zobrazena na obrázku č. 14. V grafu je vykreslena jak reálná tak imaginární složka permitivity a také ztrátový činitel $\tan \delta$. Relativní chyba mezi XY modelem a FEM simulací se typicky pohybuje okolo 10%. [9][10]



Obrázek č. 16: Relativní chyba měřené permitivity – kondenzátorový model [10]

B. Modifikovaný kondenzátorový model

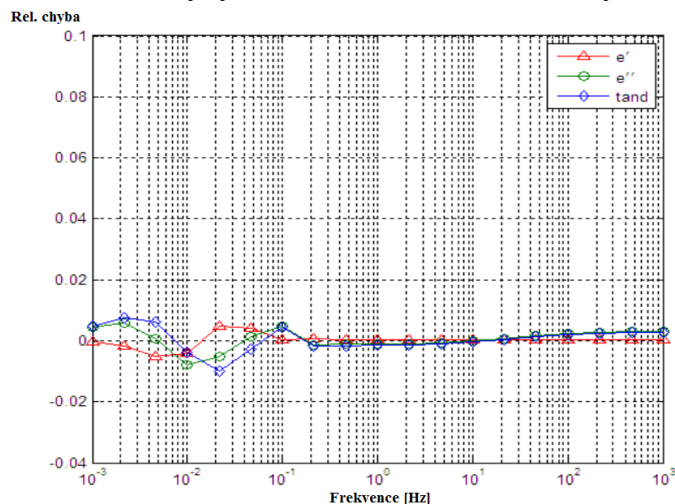
Vzhledem k výše popsaným nevýhodám kondenzátorového modelu vyvstal požadavek na korekci modelu a snížení chyby. Korekce je prováděna v oblasti zkreslení elektrického pole poblíž rohů na přechodu papírové izolace a oleje.

$$\varepsilon(\omega, T)_2 = \frac{1}{\frac{X}{Y \cdot \varepsilon_{\text{vyomezov\ddot{a}}} + (1 - Y)\varepsilon_{\text{bari\ddot{e}r}} + \frac{1 - X}{Y \cdot \varepsilon_{\text{vyomezov\ddot{a}}} + (1 - Y) \cdot \varepsilon_{\text{oleje}}} \text{ [F/m] (22)}$$

Rovnice 21 a 22 si nejsou rovny, a to ani v případě že budou aplikovány na stejný izolační systém. $\varepsilon(\omega, T)_2$ vyjadřuje nadhodnocení permitivity, zatímco $\varepsilon(\omega, T)_1$ podhodnocení permitivity v porovnání s FEM simulací. Modifikovaná modelová rovnice je tak kombinací výše zmíněných vztahů:

$$\varepsilon_c = (1 - K)\varepsilon_1 + K\varepsilon_2 \text{ [F/m] (23)}$$

Kde K je korekční činitel vztažený k vnitřnímu uspořádání transformátoru a vodivosti použitého izolačního oleje. Výběrem vhodné korekčního činitele je pak možné dosáhnout výrazného snížení relativní chyby, zvláště v oblasti velmi nízkých frekvencí.[9][10]

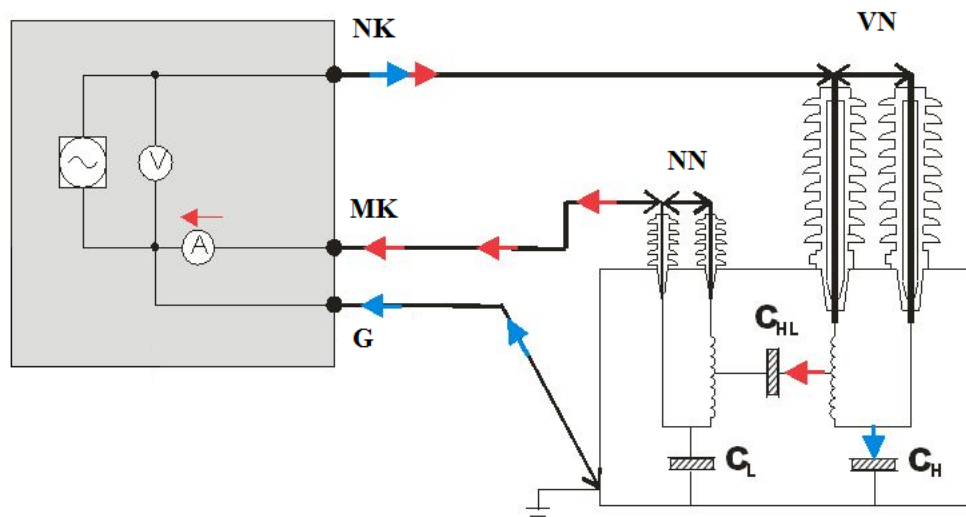


Obrázek č. 17: Relativní chyba měřené permitivity – modifikovaný kondenzátorový model [10]

3.2.2 Měření DFR,FDS

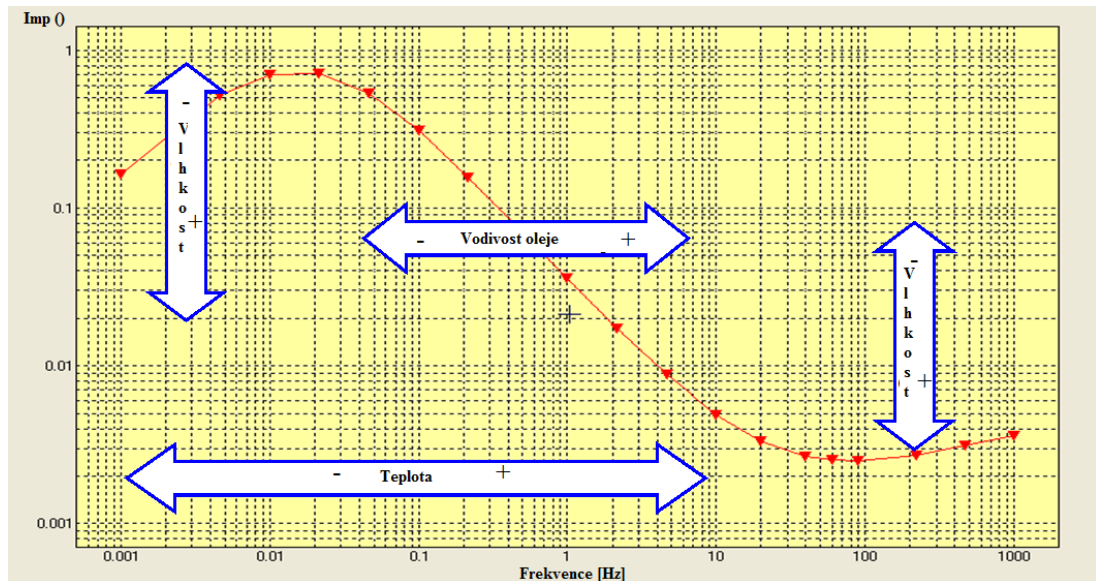
Jak vyplývá z výše uvedených informací, principem měření pomocí metody dielektrické spektroskopie ve frekvenční doméně, je sledování odezvy (polarizace) částic na základě změny frekvence v širokém pásmu. Uplatnění najde tato metoda nejen v diagnostice výkonových transformátorů, ale i dalších aplikacích jako např. měření vinutí elektrických strojů (generátory, motory), přístrojových transformátorů s olejovou náplní, kabelů atd.

K samotnému měření je zapotřebí generátoru sinusového napětí, obvykle 140V ve frekvenčním rozsahu 0,0001 Hz až 10 kHz. Výběr vhodného napětí silně závisí na typu měřeného objektu. Zatímco 140V plně postačuje pro diagnostiku výkonových transformátorů, pro měření např. na kabelech s izolací ze zesíťovaného polyethylenu je potřeba vysokého napětí okolo 2kV. Princip měření je generování napětí o určité frekvenci za současného odečítání napětí a proudu vycházejícího z měřeného objektu a jejich následné vyjádření v požadované podobě (Z , $\cos \varphi$, $\tan \delta$, c , ϵ' , ϵ'' , $\Delta\epsilon$). Schéma zapojení je podobné jako v případě měření ztrátového činitele. Při zapojení CHL (kapacita vysoké strany vůči nízké) je napěťový výstup můstku (NK) je připojen primárnímu vinutí (VN) transformátoru a měřicí výstup můstku (MK) je připojen k sekundárnímu vinutí (NN) transformátoru.



Obrázek č. 18: Schéma zapojení pro měření dielektrické spektroskopie ve frekvenční doméně [12]

Na výkonových transformátorech lze měřit všechny izolační stavy (např. mezi jednotlivými vinutími, mezi vinutími a zemí, diagnostikovat průchodky atd.). Metodou lze určit $\tan \delta$, vlhkost papírové izolace a vodivost oleje bez ohledu na teplotu transformátoru. Přičemž každý z prvků, který ovlivňuje naměřené hodnoty (teplota, vodivost oleje, vlhkost papírové izolace, konstrukční uspořádání) se projevuje jiným způsobem při různých frekvencích (viz obrázek č. 19). To nám umožňuje jednotlivé vlivy odseparovat a případně přepočítat na vztažné podmínky, např. 20°C.



Obrázek č. 19: Vlivy na zakřivení a posun DFR křivky [12]

Na obrázku č. 19 můžeme vidět, že vlhkost papírové izolace se projevuje zejména v zakřivení charakteristiky v jejích koncových částech a její strmosti ve střední části, vodivost oleje na posunu křivky v její střední části (změna vlhkosti se projeví pouze posunem v tomto směru) a konstrukce transformátoru na výšku křivky. Teplota má vliv na celkový posun křivky v horizontální rovině.

3.2.3 Korozivní síra / stříbro

Korozivní síra je poměrně novým fenoménem, o němž se před několika lety předpokládalo, že se netýká strojů provozovaných v rámci ČR. Skutečnost ukazuje, že tento předpoklad byl mylný a problémy spojené s korozivní sírou se dotýkají poměrně významné skupiny strojů. Fenomén korozivní síry byl z počátku považován za okrajový a týkající se provozu výkonových transformátorů v podmínkách ne zcela odpovídajících evropskému prostředí – dynamické zatěžování v prostředí s vysokou teplotou a vlhkostí, případně nasazení v oblasti VN DC stanic. Současnost ukazuje, že korozivní síra se týká provozu strojů i v našich podmínkách, z tohoto důvodu se stává detekce symptomů poukazujících na přítomnost korozivní síry či korozivního stříbra (obdobný jev vznikající degradací stříbřených kontaktů, například v přepínačích odboček). Korozivní síra, respektive vodivé povlaky vytvořené působením této sloučeniny, jsou nebezpečné hlavně z hlediska usazování na izolačním systému transformátoru a jeho postupné degradaci, která se může projevovat pouze lokálně. Následkem je snížení dielektrické pevnosti celého systému a jeho selhání, které se následně projevuje fatálními haváriemi strojů. Určení příčiny takové havárie bývá komplikované, neboť stroj je obvykle výrazně poškozen, hlavně v oblasti, kde vznikl polovodivý povlak.

Důvod vzniku korozivní síry je nutné hledat u použitého transformátorového oleje. Jako olejová náplň transformátoru jsou běžně používány minerální oleje. Tyto minerální oleje bývají běžně obohacovány o inhibitory koroze. Inhibitory jsou přidávány do izolačního oleje za účelem snížení korozivního působení. Paradoxně může být však přítomnost korozivní síry v izolačním systému způsobena vlivem právě těchto inhibitorů, jelikož za určitých podmínek mohou působit korozivně na měď v transformátoru.

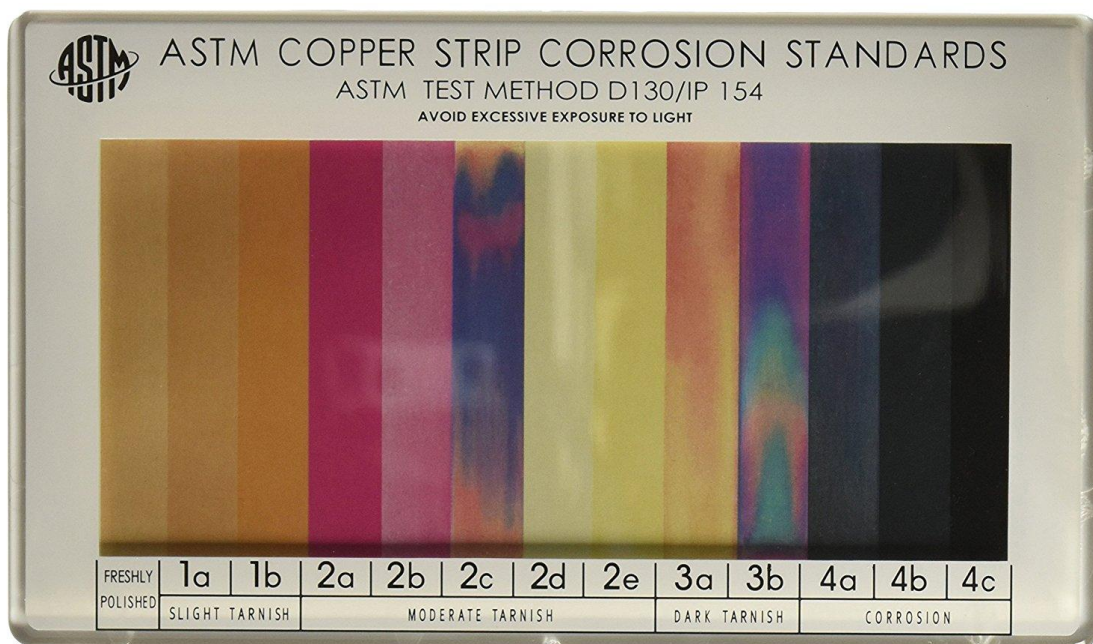
Jedním z nejčastěji používaných inhibitorů je DBDS (dibenzyl disulfid), který sám o sobě nemusí být korozivní. Avšak při jeho vystavení vyšším teplotám dochází k jeho rozkladu na thiole (sirné alkoholy), které jsou silně korozivní. V laboratorních podmínkách bylo

pomocí experimentů dokázáno, že při teplotě 110°C dochází k tomuto rozkladu ve velmi krátkém čase (řádově jednotky dnů). Takto vysoké provozní teploty nejsou v našich podmínkách obvyklé. Nicméně jak ukazují experimenty z poslední doby, rozklad DBDS na thioly a následný vznik polovodivého povlaku na mědi, je možný i při teplotách okolo 80°C a to při vystavení oleje těmto podmínkám po dobu řádově několika měsíců. Dosáhnout takovýchto provozních teplot v našich podmínkách již není nereálné a je to důvodem, proč se v praxi transformátory napadené korozivní sírou objevují.

Obecně však neexistuje pouze jedna korozivní sloučenina síry, která by byla přítomna v transformátorech plněných minerálními oleji. V závislosti na typu použitého oleje, může být v oleji přítomno desítky až stovky různých sloučenin síry, ze kterých však pouze malou část můžeme označit za schopnou přejít ze stabilního do reaktivního stavu. Jen velmi málo těchto sloučenin bylo identifikováno tak jako DBDS, které bylo nalezeno v mnoha olejích při poruchách transformátorů způsobených napadením mědi sírou a tvorbou sulfidu měďného. [12][13]

3.2.4 Chemická detekce korozivní síry

Jednou z prvních metod pro identifikaci korozivních sloučenin síry byla laboratorní metoda založená na detekci v odebraném vzorku transformátorového oleje. Zkouška je prováděna na měděné destičce, která je dle normy ČSN EN ISO 2160:1998 ponořena do odebraného vzorku oleje a po dobu tří hodin vystavena zahřívání na teplotu 100°C. Po ukončení testu je měděná destička vyjmuta a dále se provádí vizuální porovnání a klasifikace vzniklé korozivní vrstvy dle etalonu (viz obrázek č. 18).



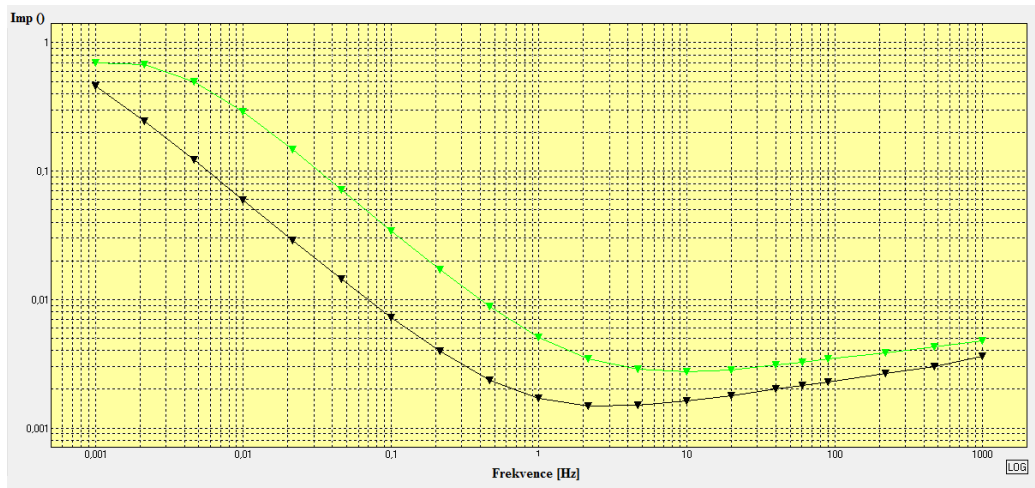
Obrázek č. 20: Etalon pro porovnání korozivních vrstev [13]

Výsledkem je zařazení do jedné ze čtyř normou daných tříd popisujících úroveň koroze. Zároveň s tímto testem bývá prováděn laboratorní rozbor vzorku oleje a stanovení obsahu DBDS před a po provedení zkoušky na měděné destičce, díky čemuž je možné kvantitativně vyjádřit množství rozkladu DBDS na korozivní sírné sloučeniny. [12][13]

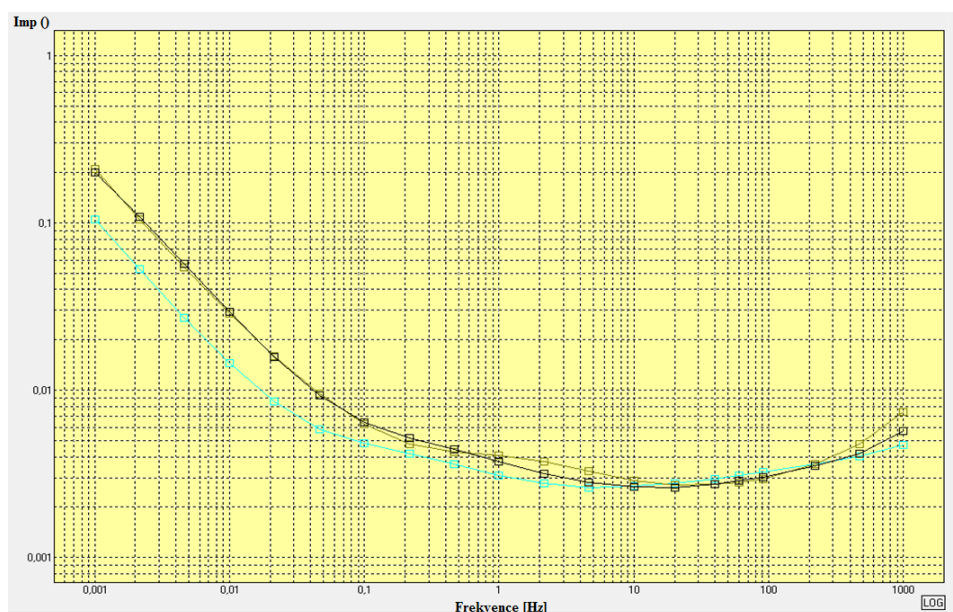
3.2.5 Elektrická detekce korozivní síry pomocí DFR

I přes to, že chemická detekce korozivních sloučenin síry je poměrně spolehlivou metodou, jedná se o metodu, která je schopna detekovat pouze rozkladné korozivní sloučeniny vzniklé z DBDS. Vzhledem k výše zmíněnému faktu, kdy DBDS není jedinou sírnou sloučeninou, která může způsobovat vznik korozivní síry, bylo nutné vytvořit testovací metody také na jiném principu. Jako možnost detekce přítomnosti korozivní síry a korozivního stříbra v rámci standardních testů se jeví dielektrická spektroskopie ve frekvenční doméně. Přítomnost těchto sloučenin se velmi charakteristicky projevuje na frekvenční odezvě a umožňuje tím poměrně spolehlivou selekci strojů zasažených korozivní sírou.

Pokud je ve frekvenční charakteristice měření naměřena nestandardní odezva projevující se reverzním prohnutím křivky, obvykle ve frekvenčním pásmu 1 Hz až 10 kHz, s vysokou mírou pravděpodobnosti se jedná o přítomnost korozivní síry. Zpočátku byla tato odezva přisuzována buď individuální charakteristice konkrétního stroje nebo přítomnosti kalů. Avšak v posledních letech došlo k potvrzení tohoto vztahu mezi touto nestandardní odezvou a přítomností korozivní síry. Porovnání křivek je možné vidět na obrázcích č. 21 a 22. [12]



Obrázek č. 21: Standardní měření DFR – bez přítomnosti korozivní síry[12]



Obrázek č. 22: Standardní měření DFR – přítomnost korozivní síry[12]

3.3 Metoda frekvenčních charakteristik (SFRA)

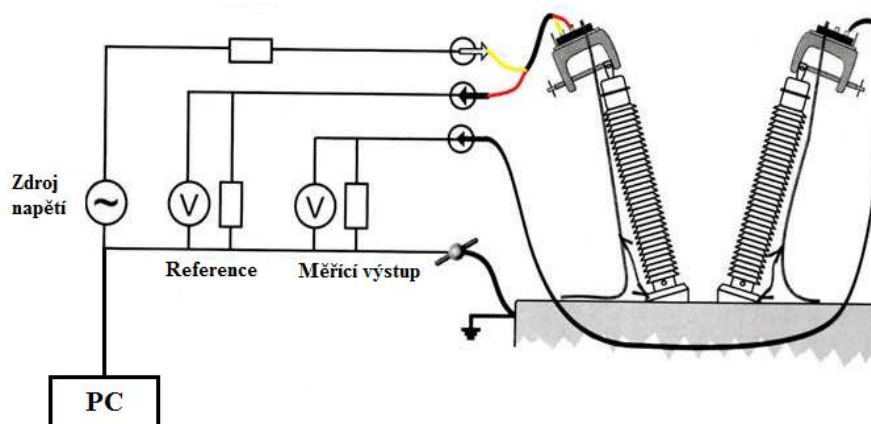
Metoda SFRA slouží k rozpoznání mechanických poruch a poškození (např. deformace vinutí, mezizávitový zkrat), ve vinutí nebo jádru transformátoru. Vychází z předpokladu, že každé vinutí (mezizávitové, vinutí k zemi) či jiné uskupení (vzájemná kapacita mezi vinutím, vlastní indukčnost, odpor vinutí) představuje určitou hodnotu kapacity. Tyto uskupení lze charakterizovat pomocí frekvenční charakteristiky, respektive závislosti útlumu napětí na frekvenci. Každá mechanická deformace nebo mezizávitový zkrat vinutí se pak projeví určitou změnou kapacity, případně indukčnosti. Tyto změny se dále projeví také změnou tvaru frekvenční charakteristiky. Detekce těchto změn v průběhu frekvenční charakteristiky je tedy samotnou podstatou této metody. [11]

3.3.1 Princip měření

Pro provedení samotného měření je nutné připojit zdroj napětí (obvykle 0-25V) na první vinutí společně se sondou měřící referenci. K druhému vinutí připojena sonda měřící napětí na výstupu. Při měření frekvenční charakteristiky u jednofázového transformátoru přivádíme napětí z generátoru za vzrůstající frekvence na svorku prvního vinutí. Konec měřícího výstupu je spojen se zemí přes snímací odpor. V případě že se jedná o vícefázový transformátor, všechna další vinutí jsou zkratována a uzemněna. Útlum napětí B ve frekvenčním spektru se určuje z hodnot napětí U_1 změřených na vstupní svorce vinutí, v poměru s napětím U_2 měřeným na výstupu a to dle vztahu:

$$B = 20 \log \frac{U_1}{U_2} [-] (24)$$

Takto zjištěný útlum napětí v závislosti na frekvenci je vyneseno do frekvenční charakteristiky, která je schopna velmi citlivě reagovat na změny parametrů ve vinutí transformátoru. Nezbytností pro toto měření je řídicí počítač se specializovaným počítačovým softwarem, kterým bude možné ovládat zdroj napětí a analyzovat záznam frekvenční charakteristiky. V praxi se obvykle využívá měření ve frekvenčním rozsahu 0,1Hz – 10MHz.



Obrázek č. 23: Schéma zapojení pro měření pomocí metody SFRA [14]

Při měření je nutné transformátor odpojit od napájení a dodržet vždy stejné podmínky během testu (stejná poloha přepínače odboček, podobné umístění měřících kabelů, shodné zapojení vinutí atd.). Použití metody předpokládá provedení prvního referenčního měření na stroji, o jehož stavu není pochyb (např. nový transformátor, nebo transformátor po revizi). Dále prováděná opakovaná měření při pravidelných revizích, před a po transportu stroje, nebo

při podezření na poruchu (např. po blízkém zkratu, nebo po mimořádném přepětí).

Pro porovnání dvou průběhů naměřených charakteristik vůči sobě, je nutné podle zjištěného rozdílu vytvořit závěr o rozsahu případné poruchy. Pro zachování objektivity jsou rozdíly vyhodnocovány pomocí softwarového programu, který rozdílnost kvantifikuje pomocí koeficientu KFCH, jenž vyjadřuje plochu vymezenou průběhy výchozího a opakovaného měření, viz vzorec č. 25.

$$KFCH = \int_{f_1}^{f_2} [y_1 \cdot (f) - y_2 \cdot (f)]^2 \cdot df \quad [25]$$

Kde: f_1, f_2 je frekvenční rozsah
 $y_1(f), y_2(f)$ jsou porovnávané závislosti

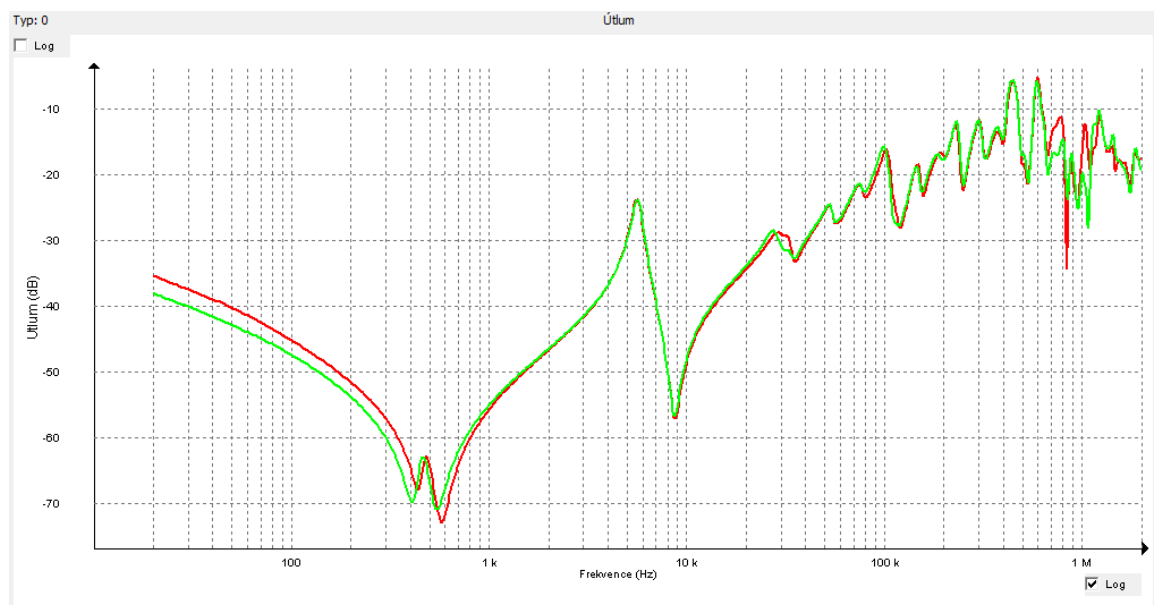
Pro zvolený interval frekvencí poskytuje výše uvedený výraz číslo, jehož velikost odpovídá diferenci dvou porovnávaných charakteristik. [2] [11]

Tabulka č. 5: Interpretace koeficientu KFCH [2]

Stav	K_{FCH}
Shodný s předchozím měřením	<1
Normální, běžná odchylka	1-10
Vyšší odchylka, doporučené další měření pro kontrolu stavu	10-20
Žádná nebo velmi malá shoda, doporučení otevření nádoby a prohlídku vinutí	>20

3.3.2 Vyhodnocování frekvenčních charakteristik

Příklad porovnání dvou frekvenčních charakteristik naměřených s odstupem času na vinutí 1U-1N u třífázového distribučního transformátoru je zobrazen na obrázku č. 24.

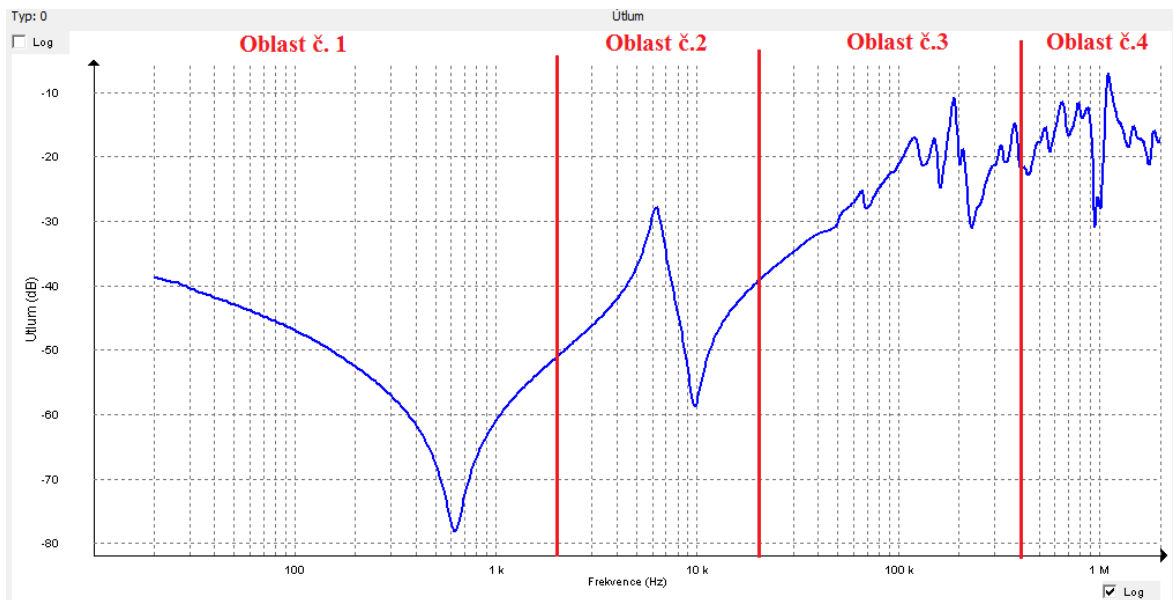


Obrázek č. 24: Porovnání výsledků měření SFRA [12]

Na obrázku č. 24 je možné pozorovat mírný posun (řádově asi 3db) v oblasti frekvencí 20Hz – 1kHz, dále pak výraznější výkyv v oblasti okolo 1MHz. Rozdíly frekvenčních charakteristik mohou nastat i z jiných důvodů než je mechanická deformace. Rozdíl může

způsobovat měření na jiné pozici přepínače odboček, rozložení vodičů mezi průchodkou a vinutím nebo také měření za / bez přítomnosti olejové náplně. V tomto konkrétním případě se jedná o chybu způsobenou měření na jiné pozici přepínače odboček.

Měřené frekvenční spektrum je možné rozdělit do čtyř základních oblastí zájmu. Na obrázku č. 25 je zobrazen typický průběh frekvenční charakteristiky vinutí VN transformátoru zapojeného do hvězdy v rozsahu 20Hz-2MHz.



Obrázek č. 25: Pásmové rozdělení frekvenční charakteristiky – spojení YNyn [12]

Na základě mnoha provedených měření bylo prokázáno, že na základě difference v jednotlivých pásmech frekvence je možné identifikovat, které části vinutí jsou poškozeny a jakým způsobem. Konkrétní obecné rozložení popisuje tabulka č. 6.

Tabulka č. 6: Rozložení frekvenčních pásem – spojení YNyn [14]

Oblast	Frekvenční pásmo	Oblast poškození	Popis
1	< 2kHz	Hlavní jádro, části vinutí	Deformace jádra, otevřený obvod, zkratované závity
2	2kHz-20kHz	Vinutí, přepínač odboček	Pohyb mezi vinutím a upínací konstrukcí
3	20kHz-400kHz	Hlavní vinutí	Deformace v rámci hlavního vinutí nebo přepínači odboček
4	400kHz-1MHz	Hlavní vinutí, přepínač odboček, vnitřní propojky	Pohyb hlavního vinutí nebo na přepínači odboček, změna zemní impedance

Frekvenční charakteristika v oblastech nad 2MHz má tendence být ovlivněna změnami ve způsobu přizemnění (např. použitím jiných zemnicích vodičů, připojení k jinému zemnicímu bodu atp.). Rozsahy těchto frekvenčních pásem se mohou lišit v závislosti na typu testovaného transformátoru. Obecně platí, že v místě kde dochází ke změně z induktivní na kapacitní charakter zátěže (v tomto případě v oblasti okolo 600Hz), je tvar charakteristiky ve vyšších frekvenčních oblastech je spojen s typem zapojení vinutí. V oblastech nejvyšší frekvence je pak spojen s designem provedení transformátoru a dalšími okolnostmi v provedení měření. Kromě ideální varianty porovnávání měření na stejném transformátoru s odstupem času, je možné v případě pouze jednoho měření porovnávat měření vůči jednotlivým fázím daného transformátoru (např. 1. fázi a 3. fázi).[14]

4 Praktické měření na transformátoru

Praktická část této diplomové práce se zaměřuje na měření na dvou distribučních transformátorech 35kV / 10,5kV. Vybrané transformátory jsou provozovány jako záložní. K jejich připojení do sítě a následnému provozu dochází zhruba 1x ročně, při odstávce primárně využívaných transformátorů. Tyto záložní transformátory jsou v provozu zhruba 30dní během kterých je prováděna údržba a diagnostika primárních jednotek. Po této době se vrací na stanoviště záložních transformátorů.

I přestože jsou tyto transformátory využívány během roku pouze krátkodobě, je nutné před jejich připojením do sítě diagnostikovat jejich stav, jelikož případné závady by mohly mít pro provozovatele vážné následky a to jak bezpečnostního, tak ekonomického rázu. Na obou transformátorech tak byla prováděna tato měření:

- a) Měření činného odporu vinutí
- b) Měření převodu vinutí
- c) Měření zkratové impedance
- d) Měření magnetizačního proudu
- e) Měření ztrátového činitele
- f) Dielektrická spektroskopie ve frekvenční doméně (DFR,FDS)
- g) Metodou frekvenčních charakteristik (SFRA)

Měření byla prováděna na dvou transformátorech různých výrobců (ABB, EBG). V obou případech se jednalo o třífázové stroje o shodném jmenovitém napětí a se stejným počtem odboček. Jednotka od výrobce EBG se však konstrukčně odlišuje od ABB, jelikož její provedení je třívinutové s možností volby jmenovitého napětí na sekundární straně (10,5kV nebo 6,3kV). Nicméně provozovatel oba transformátory využívá ve stejném režimu, tedy primární vinutí na napětí 35kV (odbočka číslo 9), sekundární vinutí na napětí 10,5kV.

4.1 Specifikace měřeného objektu

Tabulka č. 7: Specifikace transformátoru EBG

Výrobce:	EBG		
Typ:	DOR 4500 / 30		
Rok výroby:	2001		
Počet fází:	3		
Druh chlazení:	ONAN		
Spojení:	YN yn6		
		Primární vinutí	Sekundární vinutí
Jmenovitá frekvence:		50 Hz	50 Hz
Jmenovitý výkon:		4 000 kVA	4 000 kVA
Jmenovité napětí:	1	40 600 V	10 500V / 6 300V
	9A,9,9B	35 000 V	
	17	29 400 V	
Impedance nakrátko:	1	7,50 % - 6,63 %	
	9A,9,9B	6,95 % - 6,09 %	
	17	6,45 % - 5,59 %	
Jmenovitý proud:	1	56,9 A	220A /367A
	9A,9,9B	66 A	
	17	78,6 A	
Trvalý zkratový proud:		1,27 kA	3,12kA /5,93kA
Izolační hladina:		P/LI 200 AC 70	S/LI 75 AC 28 / LI 60 AC 20
Přepínač odboček:	MR - V III 200 Y - 40 - 10 19 3 G		
Celková hmotnost:	13,6 t		
Hmotnost olejové naplně:	3,4 t		



Obrázek č. 26: Transformátor EBG - DOR 4500/30

Tabulka č. 8: Specifikace transformátoru ABB

Výrobce:	ABB		
Typ:	DOHHR		
Počet fází:	3		
Rok výroby:	1995		
Druh chlazení:	ONAN		
Spojení:	YN yn6		
		Primární vinutí	Sekundární vinutí
Jmenovitá frekvence:		50 Hz	50 Hz
Jmenovitý výkon:		6 300 kVA	6 300 kVA
Jmenovité napětí:	1	40 600 V	10 500V
	9A,9,9B	35 000 V	
	17	29 400 V	
Impedance nakrátko:	1	7,30%	
	9A,9,9B	7,00%	
	17	6,70%	
Jmenovitý proud:	1	90 A	346 A
	9A,9,9B	104 A	
	17	124 A	
Izolační hladina:		LI 170 AC 70	LI75 AC 28
Přepínač odboček:	V III 200 Y		
Celková hmotnost:	17,95 t		
Hmotnost olejové naplně:	4,07 t		



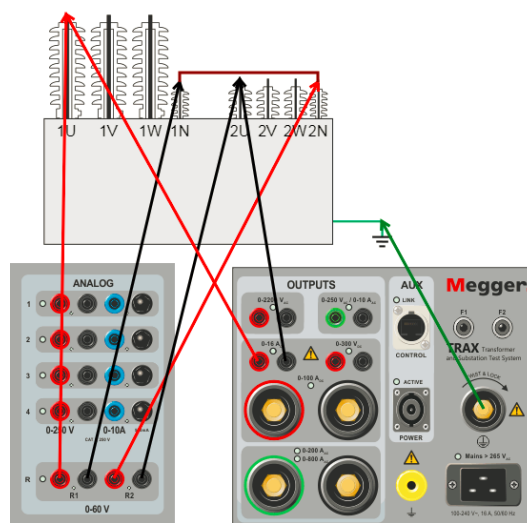
Obrázek č. 27: Transformátor ABB – DOHHR

4.2 Postup měření

Vzhledem k provozní režimu transformátorů, kdy nedochází k přepínání odboček na jiné napěťové rozsahy, byla veškerá měření provedena pouze na odbočkách na napětí 35kV (odbočka č.9). Pro výše uvedená měření byly použity tyto přístroje TRAX, IDAX a FRAX od výrobce Megger.

4.2.1 Měření činného odporu vinutí

Během tohoto měření byl změřen činný odpor vinutí na všech třech fázích (U,V,W) transformátoru. Schéma zapojení pro měření na jedné fázi (U) je vidět na obrázku č. 26, kde vzhledem k vnitřnímu spojení transformátoru (YNyn6) je proudový výstup můstku připojen na primární a sekundární vinutí dané fáze. Nulová vinutí primární i sekundární strany jsou prozkratována. Měřicí výstupy můstku jsou připojeny k měřené a nulové fázi na dané straně (1U-1N, 2U-2N). Kvůli dostatečnému nasycení magnetického obvodu byl zvolen výstupní proud můstku 5A pro jednotku EGB a 3A pro jednotku ABB.



Obrázek č. 28: Schéma zapojení pro měření činného odporu na fázi U

Tabulka č. 9: Výsledky měření činného odporu - EBG

Zapojení	Odbočka (P)	Proud(A)	Odpor 1 (mΩ)	Stabilita 1	Variace	Odpor 2 (mΩ)	Stabilita 2	Variace 2
1U-(1N / 2N)-2U	9	5.00	492,33	99.99		19,52	99.99	
1V-(1N / 2N)-2V	9	5.00	491,09	99.94		19,49	99.90	
1W-(1N / 2N)-2W	9	4.99	484,15	99.98	1.67%	19,53	99.97	0.17%

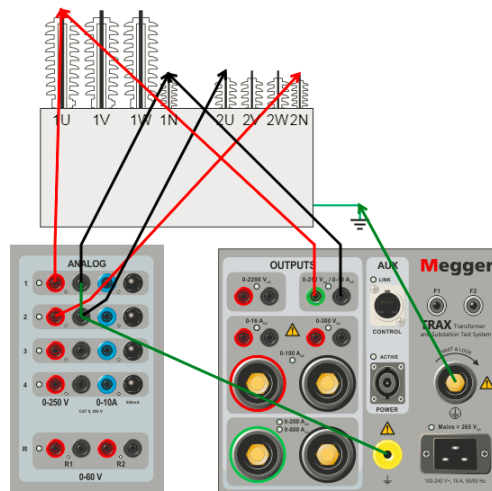
Tabulka č. 10: Výsledky měření činného odporu – ABB

Zapojení	Odbočka (P)	Proud(A)	Odpor 1 (mΩ)	Stabilita 1	Variace	Odpor 2 (mΩ)	Stabilita 2	Variace 2
1U-(1N / 2N)-2U	9	3.00	680.30	99.99		45.55	99.97	
1V-(1N / 2N)-2V	9	3.00	673.90	99.99		45.54	99.99	
1W-(1N / 2N)-2W	9	2.99	665.82	99.99	2.14 %	45.84	99.99	0.66 %

Jak na transformátoru EBG, tak i ABB byla naměřena vyšší hodnota odporu na třetí fázi (W) primárního vinutí. Rozdíl mezi fází s nejvyšším a nejnižším naměřeným odporem (U-W) je v obou případech vyšší nežli běžně akceptované 1% (EBG – 1.67%; ABB – 2.14%). Bohužel nejsou k dispozici výsledky předchozích měření, není tedy možné porovnat naměřené hodnoty retrospektivně a zvýšenou hodnotu odporu je nutné považovat za ukazatel potencionální závady na vinutí.

4.2.2 Měření převodu vinutí

Převod byl měřen na všech třech fázích stroje. Při měření převodu je přivedeno napětí 250V na primární stranu transformátoru (1U-1N). Měřicí kanál je připojen na sekundární stranu (2U-2N). Nádoba transformátoru je přizemněna a nulová vinutí primární a sekundární strany jsou prozkratována. Schéma zapojení je vidět na obrázku č. 27.



Obrázek č. 29: Schéma zapojení pro měření převodu na fázi U

Tabulka č. 11: Výsledky měření převodu – EBG

Zapojení	Odbočka (P)	Napětí odbočky (V)	U (V)	TTR	Změřené TTR	Variace	I Mag(mA)	Fáze
1U-1N / 2N-2U	9	35000	250.2	3.333	3.328	0,17%	8.428	0,01°
1V-1N / 2N-2V	9	35000	250.2	3.333	3.328	0,17%	5.945	0,01°
1W-1N / 2N-2W	9	35000	250.2	3.333	3.328	0,17%	7.493	0°

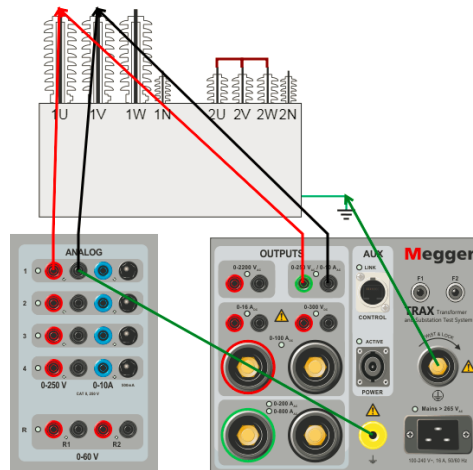
Tabulka č. 12: Výsledky měření převodu – ABB

Zapojení	Odbočka (P)	Napětí odbočky (V)	U (V)	TTR	Změřené TTR	Variace	I Mag(mA)	Fáze
1U-1N / 2N-2U	9	35000	250.2	3.333	3.334	0.01%	6.466	0,01°
1V-1N / 2N-2V	9	35000	250.2	3.333	3.334	0.01%	4.937	0,01°
1W-1N / 2N-2W	9	35000	250.2	3.333	3.339	0.18%	6.920	0,01°

Naměřené hodnoty převodu na jednotlivých fázích obou strojů jsou velmi dobré. Při provozním testování je obecně brána jako mezní hodnota rozdílu 0,5%, od předpokládaného převodu určeného poměrem primárního vůči sekundárnímu napětí. Výsledky tohoto měření nepotvrdily podezření závady vinutí, na které ukazovalo měření odporu za studena.

4.2.3 Měření zkratové impedance

Toto měření probíhá na transformátoru v režimu nakrátko. Sekundární strana vinutí je tedy vzájemně prozkratována. Zkratová impedance byla měřena mezi všemi fázemi (1U-1V, 1V-1W, 1W-1U). Měřicí proud byl nastaven na 1 A. Schéma zapojení pro měření mezi fázemi 1U-1V je vidět na obrázku níže.



Obrázek č. 30: Schéma zapojení pro měření zkratové impedance (1U-1V)

Tabulka č. 13: Výsledky měření zkratové impedance – EBG

Odbočka	Napětí odbočky (V)	Výkon odbočky (VA)	Impedance odbočky (%)	Změřená impedance (%)	Variace	Xs Variace
9	35000	4000	6.950	6.906	0,63 %	0.9854%

Zapojení	U (V)	f (Hz)	I (A)	Z (Ω)	Xs (Ω)
1U-1V / (2U2V2W)	42.27	50	0.999	42.28	42.17
1V-1W / (2U2V2W)	42.52	50	1.000	42.52	42.40
1W-1U / (2U2V2W)	42.11	50	0.999	42.11	41.98

Tabulka č. 14: Výsledky měření zkratové impedance – ABB

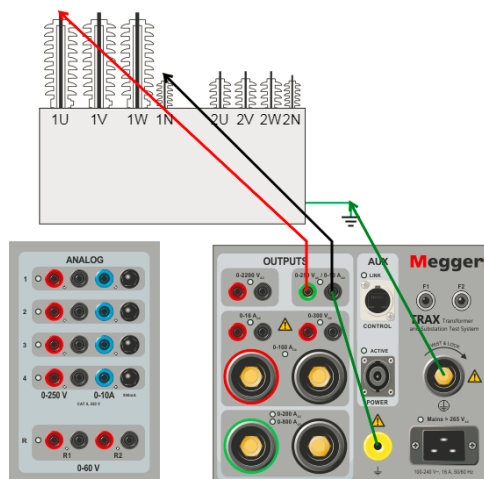
Odbočka	Napětí odbočky (V)	Výkon odbočky (VA)	Impedance odbočky (%)	Změřená impedance (%)	Variace	Xs Variace
9	35000	6.3	7.000	6.946	0,77 %	0.7997 %

Zapojení	U (V)	f (Hz)	I (A)	Z (Ω)	Xs (Ω)
1U-1V / (2U2V2W)	27.10	50	0.999	27.10	26.95
1V-1W / (2U2V2W)	27.11	50	0.999	27.11	27.50
1W-1U / (2U2V2W)	26.91	50	0.999	26.91	26.83

Naměřené hodnoty převodu na jednotlivých fázích obou strojů jsou v podstatě identické se štítkovou hodnotou udávanou výrobcem.

4.2.4 Měření magnetizačního proudu

Při měření převodu byl zároveň změřen magnetizační proud na napětí 250V. Nicméně bylo provedeno další měření na sníženém napětí 100V a dopočtem dalších parametrů, jako je impedance, reaktance, indukčnost, účinník a ztrátový výkon magnetickém obvodu. Měření magnetizačního proudu je prováděno u každé fáze na primární straně vinutí, při zapojení sekundární strany naprázdno. Testovacím zdrojem je přiváděno střídavé napětí o frekvenci 50Hz a amplitudě 100V na jednotlivé fáze vůči nulovému vinutí.



Obrázek č. 31: Schéma zapojení pro měření magnetizačního proudu

Tabulka č. 15: Výsledky měření magnetizačního proudu – EBG

Zapojení	Odbočka	U (V)	Frekvence (Hz)	I (mA)	Z(kΩ)	Xp(kΩ)	Lp(H)	cos φ (%)	Výkon(mW)
1U-1N	9	100.00	50	4,425	22,6	24,23	77.13	36.07	442,5
1V-1N	9	99.99	50	3,202	31,23	33,52	106.69	36.30	320,2
1W-1N	9	100.00	50	3,959	25,26	27,3	86.89	37.88	395,9

Tabulka č. 16: Výsledky měření magnetizačního proudu – ABB

Zapojení	Odbočka	U (V)	Frekvence (Hz)	I (mA)	Z(kΩ)	Xp(kΩ)	Lp(H)	cos φ (%)	Výkon(mW)
1U-1N	9	100	50	3,641	27,47	31,19	99.27	47.36	364,1
1V-1N	9	100	50	2,818	35,49	39,99	127.28	46.06	281,7
1W-1N	9	100	50	3,803	26,3	29,59	94.18	45.82	380,3

4.2.5 Měření ztrátového činitele

Standardní měření ztrátového činitele na 50Hz probíhalo na napětí 10kV. Tangenta byla dále přepočítána na vztažnou teplotu (20°C), nicméně vzhledem k venkovní teplotě (19°C) mohla být korekce zanedbána. Měření probíhalo v režimu UST/GST, ztrátový činitel a kapacita byli proměřeny v šesti základních typech zapojení. Schéma zapojení je možné vidět na obrázku č. 18.

Tabulka č. 17: Výsledky měření ztrátového činitele – EBG

Zapojení	f (Hz)	U(kV)	C(nF)	%TD @ 19 °C	Korekční faktor	Kor. %TD @ 20°C	P _{eq} (mW)	I _{eq} (mA)	% VDF
CHG + CHL	50	10	7.975	0.287	1	0.287	718.3	25.05	0.03
CHG	50	9.997	2.252	0.183	1	0.183	129.7	7.074	0.03
CHL	50	9.998	5.729	0.328	1	0.328	589.5	18	0.03
CLG + CLH	50	10	1.221	0.426	1	0.426	1633	38.35	0.04
CLG	50	9.999	6.487	0.514	1	0.514	1047	20.38	0.03
CLH	50	10	5.730	0.327	1	0.327	588	18	0.03

Tabulka č. 18: Výsledky měření ztrátového činitele – ABB

Zapojení	f (Hz)	U(kV)	C(nF)	%TD @ 19 °C	Korekční faktor	Kor. %TD @ 20°C	P _{eq} (mW)	I _{eq} (mA)	% VDF
CHG + CHL	50	9.999	5.922	0.186	1	0.186	345.6	18.6	0.03
CHG	50	9.999	1.736	0.182	1	0.182	99.15	5.453	0.03
CHL	50	10	4.192	0.187	1	0.187	246.2	13.17	0.03
CLG + CLH	50	9.997	7.408	0.238	1	0.238	554.4	23.27	0.03
CLG	50	9.999	3.222	0.306	1	0.306	309.2	10.12	0.03
CLH	50	9.998	4.192	0.186	1	0.186	245.5	13.17	0.03

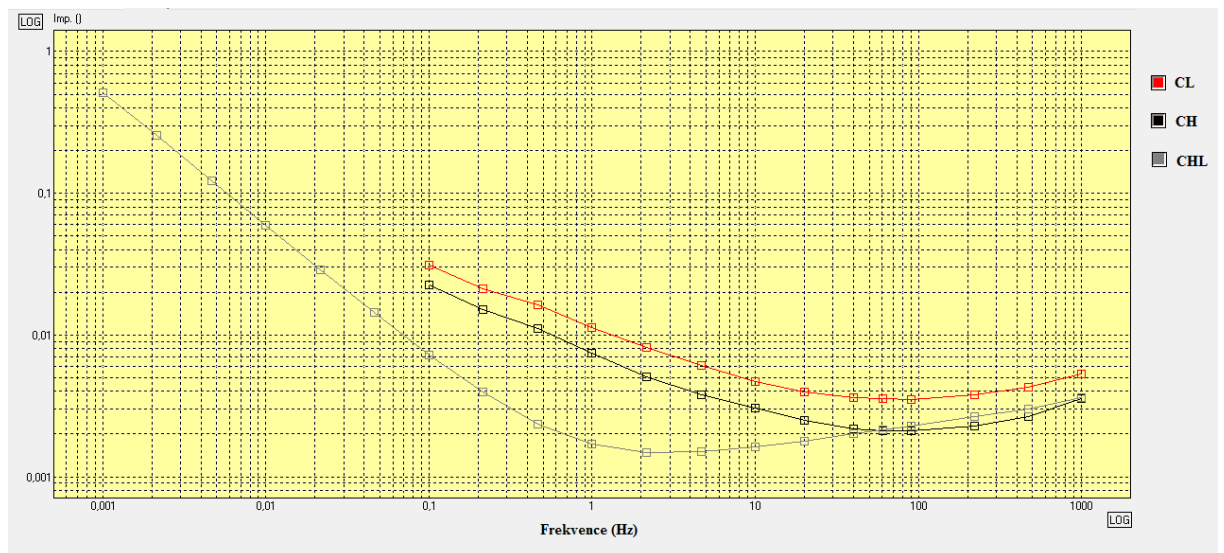
Hodnoty ztrátového činitele na frekvenci 50Hz v řádech desetin procenta ukazují na dobrý izolační stav obou strojů. Předchozí hodnoty kapacit pro daná zapojení nebyly známy, na základě kapacity tedy nebylo možno vyhodnocovat stav transformátorů.

4.2.6 Dielektrická spektroskopie ve frekvenční doméně (DFR,FDS)

Pro vytvoření uceleného obrazu byla provedena měření ztrátového činitele a kapacity ve frekvenčním spektru 1mHz – 1000Hz. Měření probíhalo pro zapojení CLG, CHG, a CHL při napětí 140V.

Tabulka č. 19: Výsledky měření $\text{tg } \delta$ ve frekvenčním spektru - EBG

Zapojení CL		Zapojení CH		Zapojení CHL	
f(Hz)	tg δ	f(Hz)	tg δ	f(Hz)	tg δ
1000	0.005321	1000	0.003548	1000	0.003627
470.59	0.004299	470.59	0.002676	470.59	0.00302
222.22	0.003777	222.22	0.002262	222.22	0.002649
90.395	0.003525	90.395	0.002107	90.395	0.002293
60.15	0.00354	60.15	0.002102	60.15	0.002144
40	0.00363	40	0.002173	40	0.002002
20	0.003989	20	0.002488	20	0.001782
10	0.004691	10	0.003074	10	0.001619
4.6417	0.00607	4.6417	0.003801	4.6417	0.001497
2.1546	0.008167	2.1546	0.005101	2.1546	0.001491
1	0.011223	1	0.007488	1	0.001708
0.46417	0.016226	0.46417	0.011049	0.46417	0.002365
0.21544	0.021161	0.21544	0.015073	0.21544	0.00395
0.1	0.031384	0.1	0.022418	0.1	0.007244
				0.046416	0.014332
				0.021544	0.028959
				0.01	0.059114
				0.004642	0.12251
				0.002154	0.25436
				0.001	0.51384

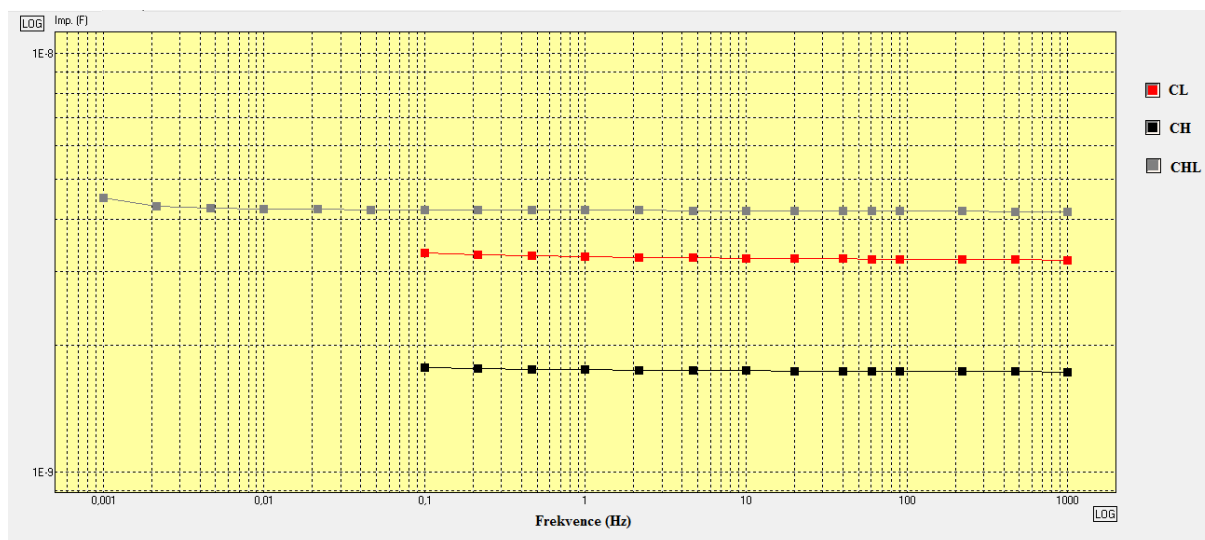


Obrázek č. 32: Graf $\text{tg } \delta$ v závislosti na frekvenci - EBG

V průběhu křivek CL a CH je vidět velmi mírné reverzní vyosení v oblasti 0,5mHz, které by mohlo naznačovat přítomnost vodivých kalů. Ztrátový činitel ve frekvenčním spektru má však standardní průběh při zapojení CHL. Provoz transformátoru tedy není ovlivněn, nicméně provozovateli byla doporučena laboratorní analýza vzorku oleje.

Tabulka č. 20: Výsledky měření kapacity ve frekvenčním spektru - EBG

Zapojení CL		Zapojení CH		Zapojení CHL	
f(Hz)	C(F)	f(Hz)	C(F)	f (Hz)	C(F)
1000	3.20E-09	1000	1.73E-09	1000	4.17E-09
470.59	3.20E-09	470.59	1.73E-09	470.59	4.18E-09
222.22	3.21E-09	222.22	1.73E-09	222.22	4.18E-09
90.395	3.22E-09	90.395	1.74E-09	90.395	4.19E-09
60.15	3.22E-09	60.15	1.74E-09	60.15	4.19E-09
40	3.22E-09	40	1.74E-09	40	4.19E-09
20	3.22E-09	20	1.74E-09	20	4.20E-09
10	3.23E-09	10	1.74E-09	10	4.20E-09
4.6417	3.24E-09	4.6417	1.74E-09	4.6417	4.20E-09
2.1546	3.25E-09	2.1546	1.75E-09	2.1546	4.21E-09
1	3.26E-09	1	1.75E-09	1	4.21E-09
0.46417	3.28E-09	0.46417	1.76E-09	0.46417	4.21E-09
0.21544	3.30E-09	0.21544	1.76E-09	0.21544	4.21E-09
0.1	3.32E-09	0.1	1.77E-09	0.1	4.22E-09
				0.046416	4.22E-09
				0.021544	4.23E-09
				0.01	4.24E-09
				0.004642	4.26E-09
				0.002154	4.31E-09
				0.001	4.52E-09

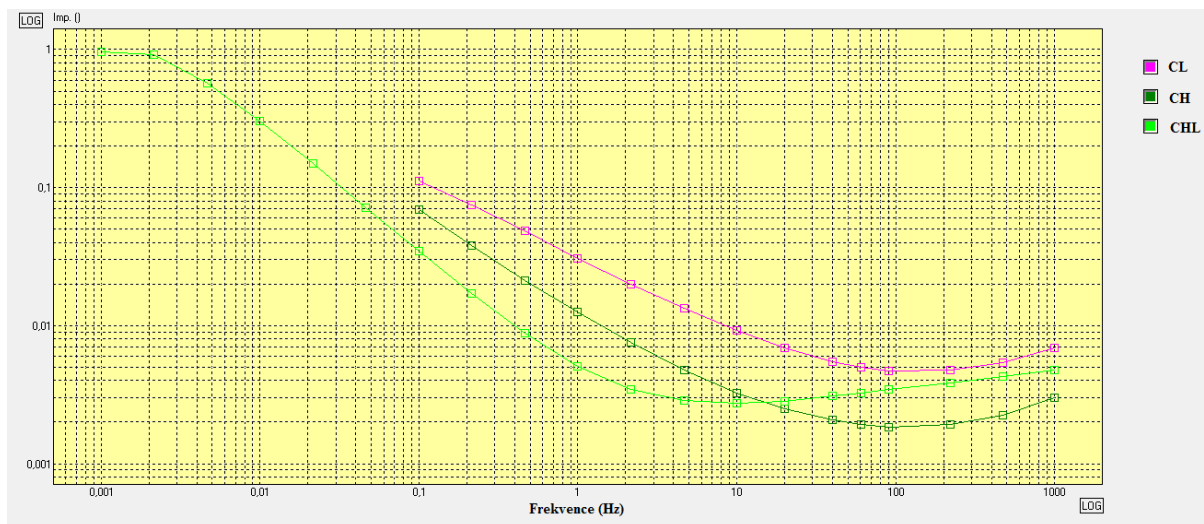


Obrázek č. 33: Graf kapacity v závislosti na frekvenci - EBG

Během měření u transformátoru EBG nedošlo v podstatě v celém frekvenčním pásmu ke změně absolutní hodnoty kapacity. Jelikož kapacita je frekvenčně nezávislá, takovýto konstantní průběh křivky je pozitivním výsledkem testu.

Tabulka č. 21: Výsledky měření $\text{tg } \delta$ ve frekvenčním spektru - ABB

Zapojení CL		Zapojení CH		Zapojení CHL	
f(Hz)	tg δ	f(Hz)	tg δ	f(Hz)	tg δ
470.59	0.005385	470.59	0.002253	1000	0.004802
222.22	0.004745	222.22	0.00191	470.59	0.004266
90.395	0.004723	90.395	0.00184	222.22	0.00386
60.15	0.005003	60.15	0.001915	90.395	0.003431
40	0.005455	40	0.002083	60.15	0.003252
20	0.00685	20	0.002487	40	0.003091
10	0.009194	10	0.003237	20	0.00284
4.6417	0.013336	4.6417	0.004768	10	0.002737
2.1546	0.01996	2.1546	0.007559	4.6417	0.002852
1	0.030854	1	0.012506	2.1546	0.003472
0.46417	0.048284	0.46417	0.021146	1	0.005101
0.21544	0.075094	0.21544	0.038177	0.46417	0.008829
0.1	0.11199	0.1	0.06964	0.21544	0.016979
				0.1	0.034421
				0.046416	0.071553
				0.021544	0.14943
				0.01	0.30457
				0.004642	0.57271
				0.002154	0.91157
				0.001	0.95656

Obrázek č. 34: Graf $\text{tg } \delta$ v závislosti na frekvenci - ABB

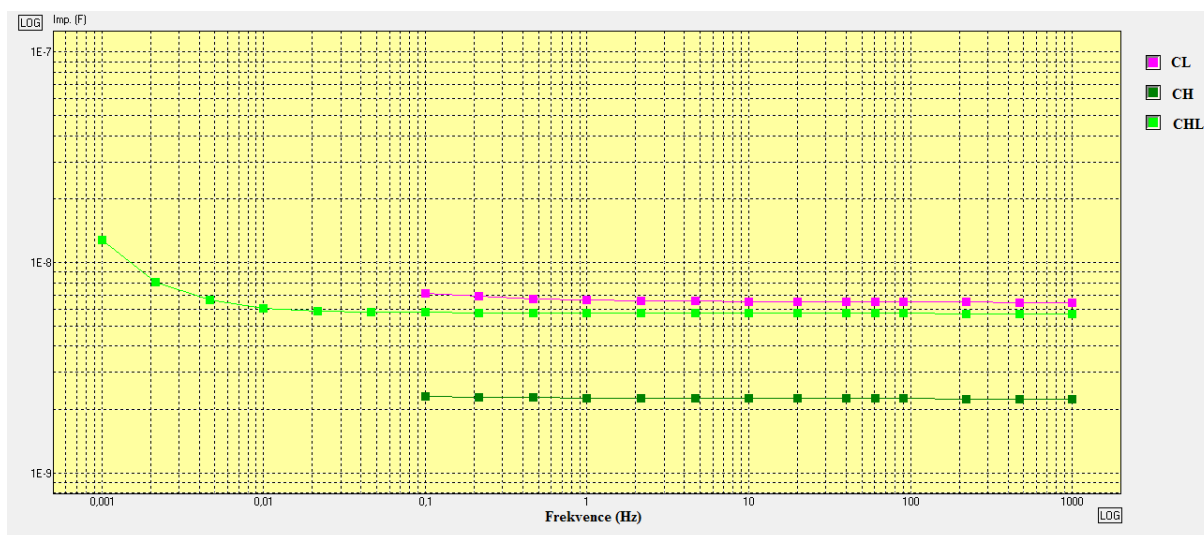
U druhého stroje mají křivky závislosti ztrátového činitele na frekvenci téměř ideální průběh pro všechny tři typy zapojení.

Tabulka č. 22: Výsledky měření kapacity ve frekvenčním spektru - ABB

Zapojení CL	
f(Hz)	C(F)
1000	6.44E-09
470.59	6.46E-09
222.22	6.47E-09
90.395	6.48E-09
60.15	6.49E-09
40	6.50E-09
20	6.51E-09
10	6.53E-09
4.6417	6.55E-09
2.1546	6.59E-09
1	6.64E-09
0.46417	6.74E-09
0.21544	6.88E-09
0.1	7.14E-09

Zapojení CH	
f(Hz)	C(F)
1000	2.25E-09
470.59	2.25E-09
222.22	2.25E-09
90.395	2.25E-09
60.15	2.25E-09
40	2.25E-09
20	2.25E-09
10	2.26E-09
4.6417	2.26E-09
2.1546	2.26E-09
1	2.27E-09
0.46417	2.28E-09
0.21544	2.29E-09
0.1	2.31E-09

Zapojení CHL	
f(Hz)	C(F)
1000	5.69E-09
470.59	5.70E-09
222.22	5.71E-09
90.395	5.72E-09
60.15	5.73E-09
40	5.73E-09
20	5.74E-09
10	5.75E-09
4.6417	5.76E-09
2.1546	5.76E-09
1	5.77E-09
0.46417	5.77E-09
0.21544	5.78E-09
0.1	5.79E-09
0.046416	5.82E-09
0.021544	5.88E-09
0.01	6.07E-09
0.004642	6.64E-09
0.002154	8.10E-09
0.001	1.28E-08



Obrázek č. 35: Graf kapacity v závislosti na frekvenci - ABB

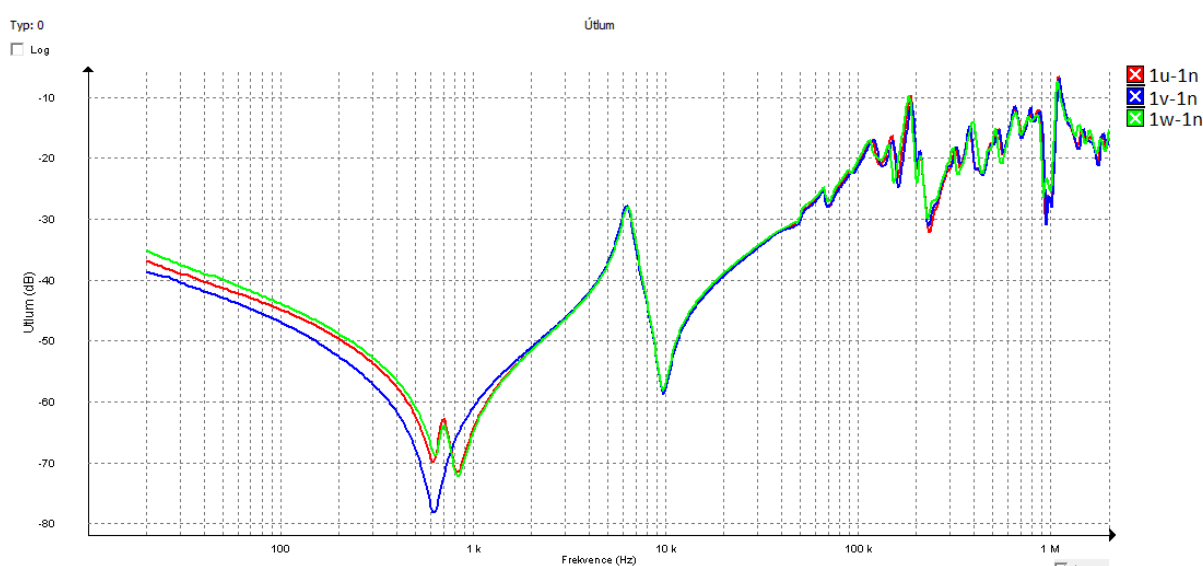
Taktěž průběh kapacity u transformátoru ABB se ukazuje jako konstantní. Zaznamenaný nárůst v oblasti 1mHz – 10mHz reprezentuje změnu absolutní hodnoty kapacity z 6nF na 12nF. Takováto změna v takto nízkých frekvencích je víceméně zanedbatelná.

4.2.7 Měření frekvenčních charakteristik (SFRA)

Měření bylo prováděno na všech třech fázích daného stroje, na primární i sekundární straně vinutí. Na sekundární straně v zapojení s neprozkratovanou primární stranou. V případě měření na primární straně pak s prozkratovanou i neprozkratovanou sekundární stranou. Použité testovací napětí bylo 24V, frekvenční rozsah pak 20Hz – 2MHz.

- 1) Zapojení A: na primární straně (sekundární strana neprozkratována)
- 2) Zapojení B: na primární straně (sekundární strana prozkratována)
- 3) Zapojení C: na sekundární straně (primární strana neprozkratována)

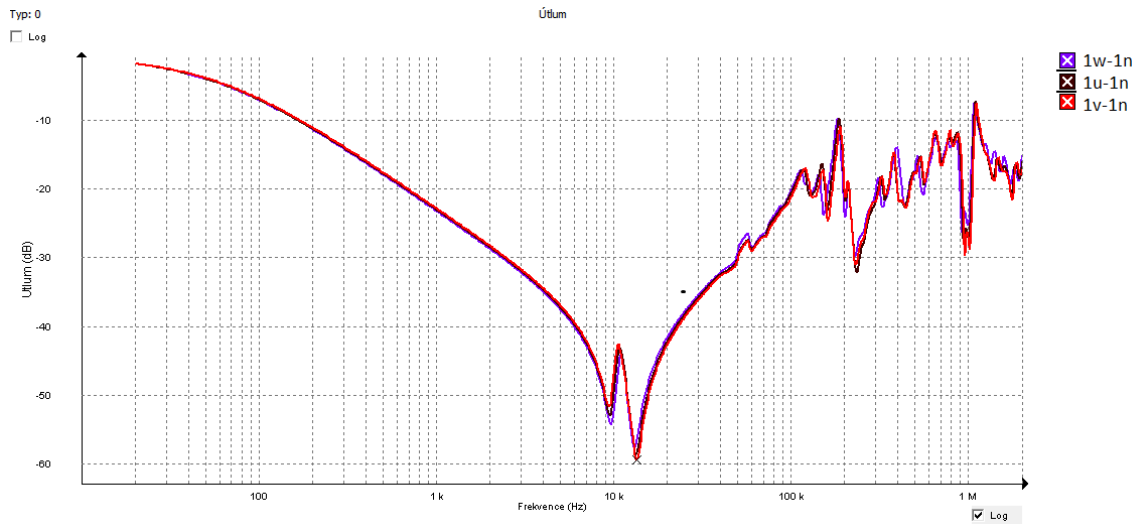
Vyhodnocení úrovně deformace vinutí bylo provedeno podle standardu DL /911-2004, China 2005-06-01. Porovnávány byly vždy všechny tři fáze v daném typu zapojení.



Obrázek č. 36: Měření A - EBG

Tabulka č. 23: Výsledky analýzy zapojení A - EBG, dle DL/911-2004, China 2005-06-01

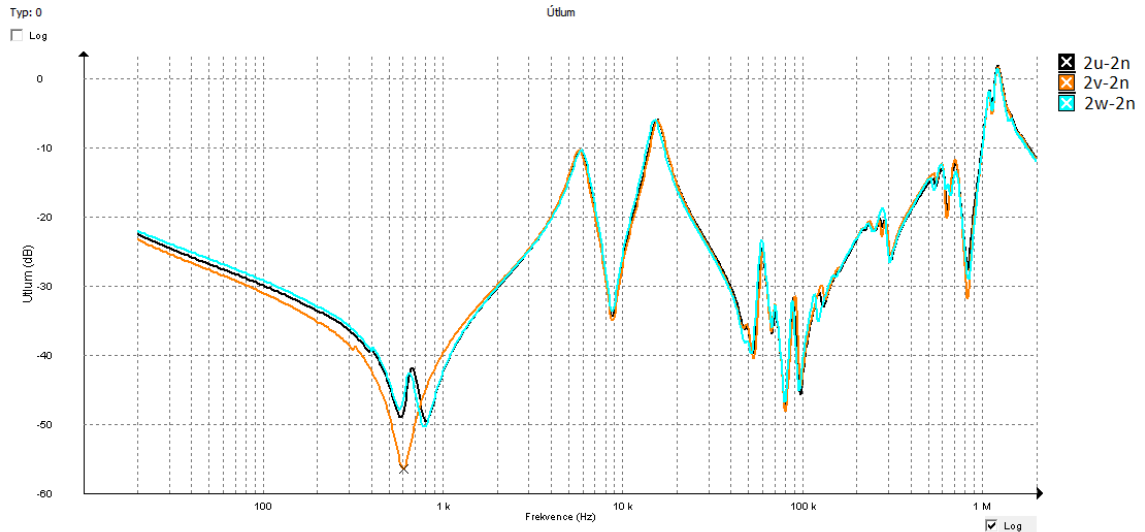
	Hodnota	Velká deformace	Střední deformace	Lehká deformace	Normální
R-LF (1kHz - 100kHz)	2.99	R-LF < 0.6	0.6 ≤ R-LF < 1	1 ≤ R-LF < 2	2 ≤ R-LF
R-MF (100kHz - 600kHz)	1.63		R-MF < 0.6	0.6 ≤ R-MF < 1	1 ≤ R-MF
R-HF (600kHz - 1MHz)	1.45				0.6 ≤ R-HF



Obrázek č. 37: Měření B – EBG

Tabulka č. 24: Výsledky analýzy zapojení B - EBG, dle DL/911-2004, China 2005-06-01

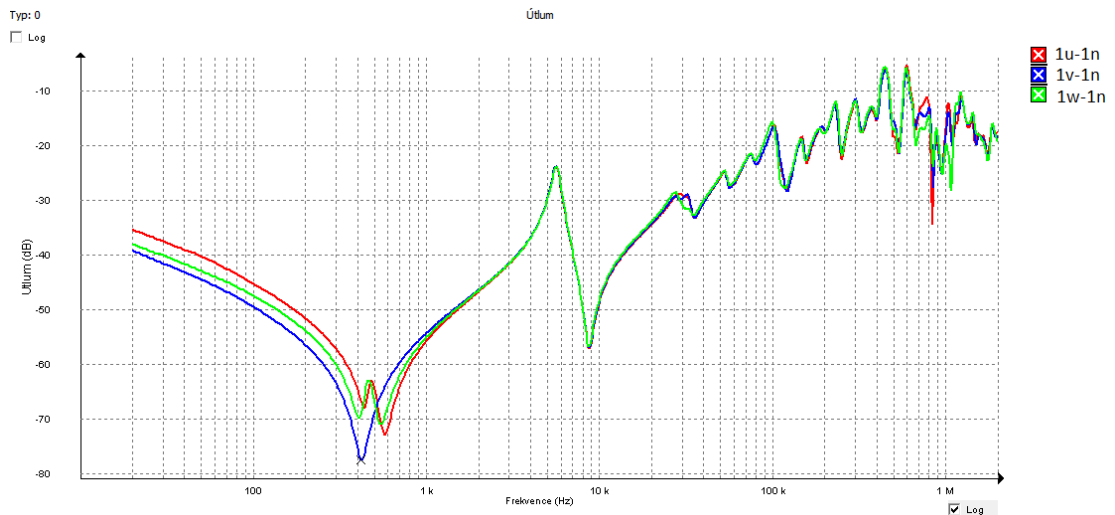
	Hodnota	Velká deformace	Střední deformace	Lehká deformace	Normální
R-LF (1kHz - 100kHz)	2.54	R-LF < 0.6	0.6 <= R-LF < 1	1 <= R-LF < 2	2 <= R-LF
R-MF (100kHz - 600kHz)	1.20		R-MF < 0.6	0.6 <= R-MF < 1	1 <= R-MF
R-HF (600kHz - 1MHz)	1.03				0.6 <= R-HF



Obrázek č. 38: Měření C – EBG

Tabulka č. 25: Výsledky analýzy zapojení C - EBG, dle DL/911-2004, China 2005-06-01

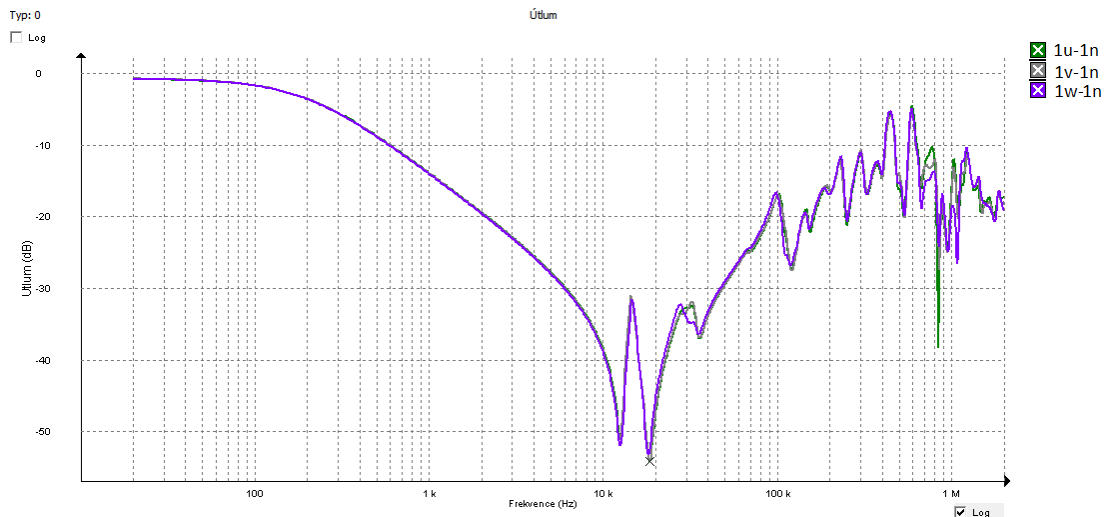
	Hodnota	Velká deformace	Střední deformace	Lehká deformace	Normální
R-LF (1kHz - 100kHz)	2.24	R-LF < 0.6	0.6 <= R-LF < 1	1 <= R-LF < 2	2 <= R-LF
R-MF (100kHz - 600kHz)	2.53		R-MF < 0.6	0.6 <= R-MF < 1	1 <= R-MF
R-HF (600kHz - 1MHz)	2.18				0.6 <= R-HF



Obrázek č. 39: Měření A - ABB

Tabulka č. 26: Výsledky analýzy zapojení A - ABB, dle DL/911-2004, China 2005-06-01

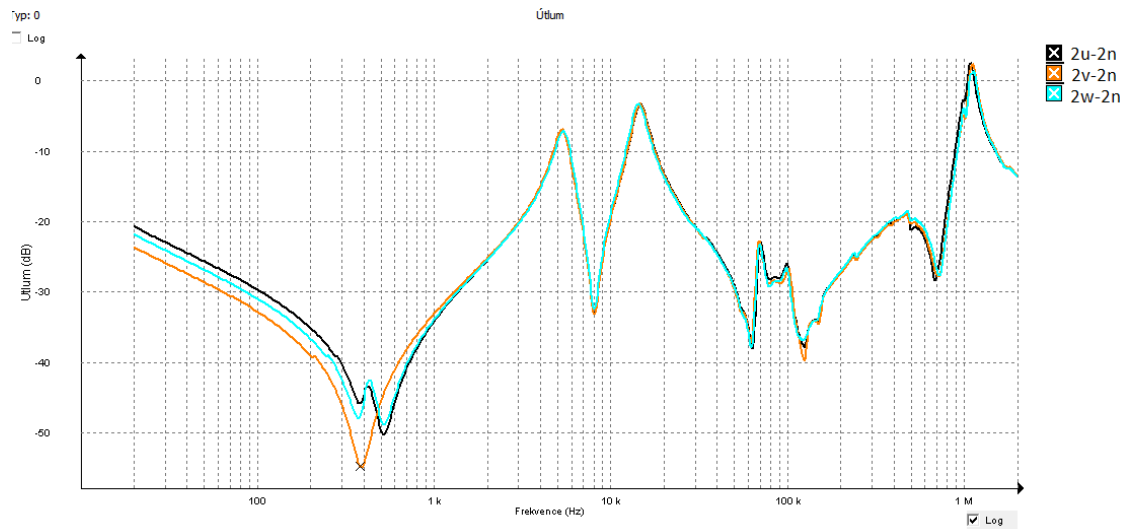
	Hodnota	Velká deformace	Střední deformace	Lehká deformace	Normální
R-LF (1kHz - 100kHz)	3.52	R-LF < 0.6	0.6 <= R-LF < 1	1 <= R-LF < 2	2 <= R-LF
R-MF (100kHz - 600kHz)	1.97		R-MF < 0.6	0.6 <= R-MF < 1	1 <= R-MF
R-HF (600kHz - 1MHz)	1.3				0.6 <= R-HF



Obrázek č. 40: Měření B - ABB

Tabulka č. 27: Výsledky analýzy zapojení B - ABB, dle DL/911-2004, China 2005-06-01

	Hodnota	Velká deformace	Střední deformace	Lehká deformace	Normální
R-LF (1kHz - 100kHz)	3.31	R-LF < 0.6	0.6 <= R-LF < 1	1 <= R-LF < 2	2 <= R-LF
R-MF (100kHz - 600kHz)	2.12		R-MF < 0.6	0.6 <= R-MF < 1	1 <= R-MF
R-HF (600kHz - 1MHz)	1.3				0.6 <= R-HF



Obrázek č. 41: Měření C - ABB

Tabulka č. 28 Výsledky analýzy zapojení C - ABB, dle DL/911-2004, China 2005-06-01

	Hodnota	Velká deformace	Střední deformace	Lehká deformace	Normální
R-LF (1kHz - 100kHz)	2.42	R-LF < 0.6	0.6 ≤ R-LF < 1	1 ≤ R-LF < 2	2 ≤ R-LF
R-MF (100kHz - 600kHz)	2.60		R-MF < 0.6	0.6 ≤ R-MF < 1	1 ≤ R-MF
R-HF (600kHz - 1MHz)	1.9				0.6 ≤ R-HF

Výsledky všech provedených měření frekvenčních charakteristik ukazují, že vinutí transformátorů jsou bez jakýchkoliv touto metodou detekovatelných deformací.

5 Závěr

Z výše prezentovaných výsledků měření lze usuzovat, že oba transformátory jsou schopné bezproblémového připojení do sítě a bezpečného chodu. Za pozornost vzbuzující měření lze považovat výsledky měření odporu za studena na třetí fázi (W), kde oba stroje překračují běžně akceptovanou hodnotu maximální odchylky odporu 1% (EBG – 1.67%; ABB – 2.14%). Jelikož však byla provedena další měření, která jsou schopna poukázat na problémy spojené s vinutím (měření převodu vinutí, či měření frekvenčních charakteristik – SFRA) a jejich výsledky ukazují na dobrý stav vinutí, lze předpokládat že zvýšený odpor má jinou příčinu, nežli závadu na vinutí.

Jako možná příčina se jeví zvýšený přechodový odpor např. na divertoru přepínače odboček, nicméně tento odhad nebylo možné prokázat bez dalšího testování zaměřeného na tuto část transformátoru.

Druhým měřením, které se mírně odchyluje od ideálních výsledků je měření dielektrické spektroskopie ve frekvenční doméně (DFR). I přes to, že izolační stav dielektrika se ukazuje jako dobrý, a to jak při standardním měření na napětí 10kV a frekvenci 50Hz, tak i průběhem ztrátového činitele ve frekvenčním spektru. Nicméně v oblasti okolo 0.5mHz bylo zaznamenáno reverzní prohnutí křivky, kterým se často vyznačuje přítomnost korozivní síry či jiných vodivých kalů. Provozovatelem tak byly odebrány vzorky oleje a odeslány do laboratoře na analýzu DBDS. Tyto výsledky však nebyly v době dokončení této práce k dispozici.

V současné době, kdy je trendem rozvoj jednotlivých zařízení používaných pro výrobu, přenos nebo distribuci elektrické energie, je také zároveň kladen důraz na spolehlivost a bezpečnost těchto prvků. V oblasti transformátorů tak dochází i k rozšíření stávajících základních testovacích metod o nové, které se díky moderním technologiím stávají pro provozovatele dostupnější.

V praxi se pak ukazuje, že v mnoha případech je nutné se na diagnostiku transformátoru dívat ze širšího spektra. Kombinace základních a pokročilých metod, případně online monitoringu důležitých parametrů, je tak vhodnou cestou, která může vést k lepšímu pochopení dějů uvnitř transformátoru a pomoci při vyhodnocování stavu nebo plánování údržby. Provádění více typů měření, která se zaměřují na podobnou problematiku, avšak s různými přístupy, které se navzájem doplňují, nemusí být kontraproduktivní. Naopak v mnoha případech se jedná o účinný postup jak přesně diagnostikovat závadu, určit provozuschopnost, nebo např. odhadnout zbývající životnost stroje.

Seznam literatury a informačních zdrojů

- [1] NEUMANN, Jacek. ELDIAG, s.r.o., *Přehled vybraných diagnostických metod izolačních systémů přístrojových transformátorů*, V Praze 5/1999 [cit. 2.3.2018]. Dostupné z: <http://www.eldiag.cz>
- [2] MENTLÍK, Václav, Josef PIHERA, Radek POLANSKÝ, Pavel PROSR a Pavel TRNKA. *Diagnostika elektrických zařízení*. Praha: BEN - technická literatura, 2008. ISBN 978-80-7300-232-9.
- [3] SMETANA, Jaroslav. Měření vybraných parametrů izolace [online]. [cit. 2018-05-20]. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz>
- [4] Winding Resistance Measurements, interní dokumentace firmy Megger. [cit. 2018-05-20].
- [5] Měření transformátoru naprázdno a nakrátko [online]. [cit. 2018-05-20]. Dostupné z: <http://feil.vsb.cz>
- [6] KUČEROVÁ, Eva. *Elektrotechnické materiály*. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2002. ISBN 80-7082-940-0
- [7] Application guide- Insulation diagnostic system, interní dokumentace firmy Megger. [cit. 2018-05-20].
- [8] ANSI / IEEE C.57.12.90-1980
- [9] CHENG, Jialu, Diego ROBALINO, Peter WERELIUS a Matz OHLEN. Improvements of the Transformer Insulation XY model. Täby, Sweden [cit. 2018-05-20].
- [10] U. GÄFVERT, G. FRIMPONG and J. FUHR. Modelling of Dielectric Measurements on Power Transformers. Paper 15-103, CIGRÉ Session Paris.
- [11] KENNEDY, G.M., A.J. MCGRAIL a J.A. LAPWORTH. Transformer sweep frequency response analysis (SFRA). [cit. 2018-05-20].
- [12] Interní dokumentace firmy "TMV SS". [cit. 2018-05-20].
- [13] POLÍVKOVÁ, Jana. DBDS a korozivní působení na měď. Wwww.eldiag.cz [online]. 2013 [cit. 2018-05-20]. Dostupné z: <http://www.eldiag.cz>
- [14] J.A. LAPWORTH, T.J. NOONAN. Mechanical condition assessment of power transformers using frequency response analysis. Boston, MA, USA [cit. 2018-05-20].