

**ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI  
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ**

**KATEDRA TECHNOLOGIÍ A MĚŘENÍ**

# **BAKALÁŘSKÁ PRÁCE**

**Finanční stránka online diagnostických systémů**

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI

Fakulta elektrotechnická

Akademický rok: 2019/2020

## ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

(projektu, uměleckého díla, uměleckého výkonu)

Jméno a příjmení: **Adam DROŽ**  
Osobní číslo: **E17B0108P**  
Studijní program: **B2612 Elektrotechnika a informatika**  
Studijní obor: **Komerční elektrotechnika**  
Téma práce: **Finanční stránka online diagnostických systémů**  
Zadávající katedra: **Katedra technologií a měření**

### Zásady pro vypracování

1. Seznamte se s problematikou online diagnostických systémů transformátorů
2. Provedte rešerši nabízených komerčních systémů
3. Představte vybrané typy systémů pro malé, střední a velké transformátory, včetně jejich finančních aspektů

Rozsah bakalářské práce: **30 – 40 stran**  
Rozsah grafických prací: **podle doporučení vedoucího**  
Forma zpracování bakalářské práce: **tištěná/elektronická**

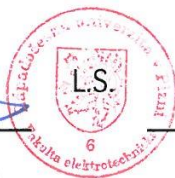
Seznam doporučené literatury:

1. Mentlík, a kol. Diagnostika elektrických zařízení, BEN, 2008
2. Mentlík, Dielektrické prvky a systémy, BEN, 2006
3. Elektronické informační zdroje

Vedoucí bakalářské práce: **Ing. Martin Mužík**  
Regionální inovační centrum elektrotechniky

Datum zadání bakalářské práce: **4. října 2019**  
Termín odevzdání bakalářské práce: **11. června 2020**

  
**Prof. Ing. Zdeněk Peroutka, Ph.D.**  
děkan



  
**Doc. Ing. Aleš Hamáček, Ph.D.**  
vedoucí katedry

V Plzni dne 4. října 2019

## **Abstrakt**

Předkládaná bakalářská práce je zaměřena na problematiku online monitorovacích a diagnostických systémů výkonových transformátorů. Dále jsou v této práci rozděleny a popsány typy systémů z hlediska složitosti a také počtu sledovaných parametrů včetně investičního zhodnocení pořízení takových systémů.

## **Klíčová slova**

Transformátor, on-line diagnostika transformátoru, monitoring transformátoru, izolační systém transformátoru, transformátorový olej.

**Abstract**

The presented bachelor thesis is focused on the issue of online monitoring and diagnostic systems of power transformers. Furthermore, in this work are divided and described the types of systems in terms of complexity, as well as the number of monitored parameters, including investment evaluation of the acquisition of such systems.

**Key words**

Transformer, on-line transformer diagnostics, transformer monitoring, transformer insulation system, transformer oil.

## **Prohlášení**

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

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

.....

podpis

V Plzni dne 17.6.2020

Adam Drož

## **Poděkování**

Tímto bych rád poděkoval vedoucímu bakalářské práce Ing. Martinovi Mužíkovi za cenné rady, připomínky a metodické vedení práce.

Dále bych rád poděkoval Ing. Václavovi Strakovi ze společnosti "TMV SS", spol. s r.o. za poskytnuté odborné informace pro zpracování této bakalářské práce.

# Obsah

<b>OBSAH.....</b>	<b>8</b>
<b>ÚVOD.....</b>	<b>10</b>
<b>SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK.....</b>	<b>11</b>
<b>1 IZOLAČNÍ A CHLADICÍ SYSTÉM TRANSFORMÁTORU.....</b>	<b>12</b>
1.1 IZOLAČNÍ SYSTÉMY TRANSFORMÁTORŮ .....	12
1.2 CHLADICÍ SYSTÉMY TRANSFORMÁTORŮ.....	12
1.3 MATERIÁLY PRO IZOLAČNÍ A CHLADICÍ SYSTÉMY TRANSFORMÁTORŮ .....	13
1.3.1 Kapalné izolanty.....	13
1.3.2 Plynné izolanty.....	15
<b>2 TECHNICKÁ DIAGNOSTIKA .....</b>	<b>16</b>
2.1 ROZDĚLENÍ ON-LINE MONITORINGU A ON-LINE DIAGNOSTIKY .....	16
2.1.1 On-line monitoring výkonových transformátorů.....	16
2.1.2 On-line diagnostika výkonových transformátorů .....	17
<b>3 ONLINE DIAGNOSTIKA TRANSFORMÁTORŮ .....</b>	<b>18</b>
3.1 VOLBA PARAMETRŮ PRO SLEDOVÁNÍ.....	18
3.2 MĚŘENÍ ZÁKLADNÍCH PROVOZNÍCH VELIČIN – NAPĚTÍ A PROUDŮ.....	19
3.3 MĚŘENÍ TEPLOT .....	19
3.3.1 Teplota oleje v horní části transformátoru a teplota okolí.....	20
3.3.2 Teplota vinutí.....	21
3.3.3 Rozložení teplot – magneticky montovaný senzor teploty.....	24
3.3.4 Hot-Spot teplota.....	24
3.3.5 Stárnutí izolace.....	26
3.3.6 Kontrola stavu chlazení – intenzita chlazení .....	28
3.3.7 Zabudování dotkových teploměrů.....	30
3.4 MĚŘENÍ VÝŠKY HLADINY V DILATAČNÍ NÁDOBĚ .....	31
3.5 OBSAH PLYNŮ V OLEJI.....	33
3.6 VLHKOST V OLEJI.....	36
3.6.1 Volná voda .....	36
3.6.2 Rozpuštěná voda.....	36
3.6.3 Emulgovaná voda .....	36
3.6.4 Reakční voda .....	37
3.7 SENZORY PRO ON-LINE MONITORING PLYNŮ A VLHKOSTI.....	39
3.7.1 Princip analyzátorů plynů.....	39
3.7.2 Princip analyzátorů vlhkosti .....	40
<b>4 PŘEHLED NABÍZENÝCH KOMERČNÍCH SYSTÉMŮ .....</b>	<b>43</b>
4.1 JEDNODUCHÉ MONITOROVACÍ SYSTÉMY .....	43
4.1.1 Hydran M2 .....	43
4.1.2 Calisto a Calisto 2 .....	44
4.2 KOMPLEXNÍ MONITOROVACÍ SYSTÉMY .....	45
4.2.1 TRANSFIX.....	45



---

4.2.2 Calisto 9.....	46
<b>5 EKONOMICKÉ ASPEKTY NAsAZENÍ ON-LINE MONITOROVACÍCH A DIAGNOSTICKÝCH SYSTÉMŮ .....</b>	<b>47</b>
5.1 INVESTIČNÍ NÁROČNOST NA ON-LINE MONITORING.....	47
5.2 INVESTIČNÍ NÁROČNOST ON-LINE DIAGNOSTIKY.....	48
5.3 FIRMY NABÍZEJÍCÍ ON-LINE MONITORING A DIAGNOSTIKU V ČR A ZAHRANIČÍ .....	49
<b>ZÁVĚR.....</b>	<b>51</b>
<b>SEZNAM LITERATURY A INFORMAČNÍCH ZDROJŮ .....</b>	<b>1</b>

## Úvod

V dnešní uspěchané době je on-line monitoring a diagnostika nejen distribučních transformátorů jedním z předpokladů, jak předejít nepříjemným a finančně nákladným odstávkám a opravám těchto strojů.

Na úvod své práce se věnuji izolačnímu a chladicímu systému transformátoru, definování pojmu technická diagnostika včetně jejího základního rozdělení a také uvedení rozdílu mezi on-line monitoringem a on-line diagnostikou.

Hlavní část práce je zaměřena na podrobnější popis diagnostických parametrů a veličin včetně způsobů jejich měření. Jedním z nejdůležitějších parametrů je hot-spot teplota, na jejíž základě lze stanovit maximální zatížení transformátoru a také odhadnout relativní zestárnutí izolačního systému. Dalším významným parametrem, který je zapotřebí pozorně sledovat je obsah plynů v oleji. Plyny obsažené v transformátorovém oleji poskytují informaci o vznikajících tepelných nebo elektrických poruchách. V neposlední řadě je tu voda, která vlivem kolísání teplot přestupuje mezi pevnou a kapalnou částí izolačního systému a nepříznivě ovlivňuje dielektrické vlastnosti oleje.

Závěr práce je věnován představení několika on-line monitorovacích, resp. diagnostických systémů včetně jejich ekonomických aspektů a investiční náročnosti.

## Seznam symbolů a zkratek

$a_w$ .....	aktivita vody	[-]
$C_2H_2$ .....	acetylen	
$C_2H_4$ .....	etylen	
$C_2H_6$ .....	etan	
$C_6H_{14}$ .....	n-hexan	
$C_nH_{12}$ .....	cyklohexan	
CO .....	oxid uhelnatý	
DGA .....	dissolved gas analysis	
$g$ .....	gravitační konstanta	[N/kg]
GaAs.....	arsenid gallitý	
H.....	činitel nejteplejšího místa	[-]
$H_2$ .....	vodík	
$CH_4$ .....	metan	
$I_h$ .....	oteplovací proud	[mA]
K.....	poměr zatěžovacího a jmenovitého proudu	[-]
KRS .....	kontinuální snímač hladiny	
ppm .....	parts per milion (částic na jeden milion)	
$Q_v$ .....	obsah vody v oleji	[g/t]
$Q_{vp}$ .....	obsah vody v pevné izolaci	[% hmostnosti]
RH.....	relative humidity	[%]
RTD.....	resistance temperature detectors	
$SF_6$ .....	fluorid sírový	
$T_{hn}$ .....	normou stanovená hodnota referenční teploty	[°C]
$T_{H-S}$ .....	teplota nejteplejšího místa	[°C]
$T_{oh}$ .....	teplota v horní části transformátoru	[°C]
$T_{OS}$ .....	střední teplota oleje	[°C]
$T_{vh}$ .....	teplota horní části vinutí	[°C]
$T_{VS}$ .....	střední teplota vinutí	[°C]
$U_{PR}$ .....	průrazné napětí	[kV]
V.....	relativní rychlost tepelného stárnutí	[jednotka času]
vvn.....	velmi vysoké napětí	
$y$ .....	exponent proudu v závislosti na přírůstku teploty	[-]

# 1 Izolační a chladicí systém transformátoru

## 1.1 Izolační systémy transformátorů

Izolační systémy transformátorů lze rozdělit do tří základních skupin [1]:

- suché,
- zalévané,
- kapalný izolant ve spojení s tuhými izolanty.

Transformátory, u nichž není použit tekutý impregnant, se nazývají suché. Tyto typy transformátorů mají omezené možnosti, jelikož zde jako chladivo a pracovní prostředí slouží plyn – vzduch nebo SF<sub>6</sub> (fluorid sírový). V případě vzduchu je maximální pracovní napětí 38 kV a v případě SF<sub>6</sub> je to až 75 kV. Výkon je zde omezen do 10 MVA. U těchto strojů se jako izolační prvky používají papír, Nomex®, lepenky či kombinované materiály (např. Kapton se skleněnou tkaninou).[1]

Dalším typem jsou zalévané transformátory, jejichž cívky jsou zality do pryskyřice. Jejich standardní pracovní napětí je do 35 kV a výkon do 20 MVA [1]. Další možností je pak použití olejem impregnovaného vinutí s následným přelitím pryskyřicí (pro typy nad 36 kV) [2].

Třetím základním typem transformátoru jsou ty s použitím kapalného izolantu ve spojení s tuhými izolanty (např. kombinace olej-papír, lepenka, Nomex®). Tento typ nemá napěťovou ani výkonovou hranici.[1]

## 1.2 Chladicí systémy transformátorů

Chlazení transformátoru je jako u každého elektrického přístroje důležité z hlediska bezpečného provozu a prodloužení životnosti izolace, která při zvýšených teplotách degraduje rychleji. Menší typy transformátorů mohou být suché s litou izolací, avšak běžné výkonové transformátory bývají izolovány a chlazeny minerálním olejem. Transformátory malých výkonů mohou být chlazeny přirozeným prostupem tepla do okolí, středních a vyšších výkonů pomocí ventilátorů usnadňujících výměnu tepla mezi chladičem a okolním vzduchem. Při velkých výkonech mohou mít transformátory nucený oběh oleje, kdy je olej chlazen samostatným chladičem umístěným mimo transformátor.[3]

## 1.3 Materiály pro izolační a chladicí systémy transformátorů

### 1.3.1 Kapalně izolanty

#### 1.3.1.1 Minerální olej

Mezi nejpoužívanější elektroizolační kapaliny stále patří minerální olej (znám jako transformátorový olej) získávaný destilací a následnou rafinací ropy, která je směsí nejen kapalných, ale také tuhých a plynných látek. Ropa je tvořena převážně uhlovodíky (97 %), dále sloučeninami síry, kyslíku a dusíku a také kovy, obsaženými v organických a anorganických solích. Obsaženy jsou také tuhé látky jako parafín. Mezi rozpuštěné plynné látky patří především ethan, butan, oxid uhličitý, dusík nebo vzácné plyny. Značnou část ropy tvoří kapalně látky jako jsou různé uhlovodíky např. n-alkany, izoalkany, cykloalkany, aromáty a alkeny. Dále jsou obsaženy i různé sloučeniny obsahující heteroatomy (dusík, síra, kyslík). Jelikož má ropa rozdílné složení závislé na jejím původu, tak i oleje z ní vyrobené mají odlišné složení a vlastnosti.[4]

Tyto oleje proto dělíme na parafinické a naftenické.

**Parafinické** oleje jsou nasycené uhlovodíky s rozvětvenými (izoalkany, izoparafíny) a nerozvětvenými (n-alkany, parafíny) řetězci s obecným vzorcem  $C_nH_{2n+2}$  (např. n-hexan  $C_6H_{14}$ ). Tyto oleje jsou chemicky stabilní, s vysokým bodem vzplanutí a dobrou viskozitní křivkou. Obvykle však tuhnou při teplotách kolem  $0\text{ }^\circ\text{C}$ . [4]

**Naftenické** oleje jsou cyklické nasycené uhlovodíky s obecným vzorcem  $C_nH_{2n}$  (např. cyklohexan  $C_6H_{12}$ ). Oproti parafinickým olejům jsou méně stabilní, ale mají nižší bod tuhnutí. [4]

Bod vzplanutí je u minerálních olejů  $> 145\text{ }^\circ\text{C}$  [5].

#### 1.3.1.2 Syntetické izolační kapaliny

Tyto oleje jsou oproti minerálním olejům nehořlavé a biologicky odbouratelné čili se hodí jako náhrada tam, kde je nutná ochrana lidí, majetku nebo tam, kde jsou zvýšené nároky na ochranu životního prostředí [6]. Nevýhodou je pak vyšší cena.

Syntetické izolační kapaliny lze dle způsobu přípravy a složení dělit na [4]:

**Kapaliny vzniklé polymerací nenasyčených uhlovodíků** (polybutyleny) – nepolární, ekologicky nezávadné látky vykazující odolnost proti oxidaci a záření. Mají dobré elektroizolační vlastnosti a jsou stabilní i při vyšších teplotách. Používají se jako kabelové oleje a k impregnaci svitkových kondenzátorů.

**Chlorované uhlovodíky** (deriváty benzenu a difenylu) – stupněm chlorování se mění elektroizolační vlastnosti. Z důvodu ekologické závadnosti a škodlivým účinkům vůči zdraví bylo používání těchto kapalin zakázáno.

**Fluorované sloučeniny** – mají výborné elektroizolační vlastnosti, ale při používání musí být brána zřetel na toxicitu fluoru. Tyto kapaliny jsou do 500 °C chemicky velice stabilní, ale při vyšších teplotách se snadno vypařují. K nežádoucím účinkům dochází během elektrického výboje, kdy vznikají kyseliny obsahující fluor, který působí agresivně na izolační systém a kovy. Podobně pak dochází k agresivnímu napadení kovových částí transformátoru, obsahují-li tyto kapaliny vlhkost. Využívají se jako náplň transformátorů a výkonových spínačů, kde se uplatňují jejich zhášecí účinky.

**Organické estery** – nejvíce používané pro plnění vysokofrekvenčních kondenzátorů, jenž vykazují při vysokých frekvencích malý činitel dielektrických ztrát. V dnešní době se ale používají také v transformátorech (např. MIDEL 7131, ARAL 4569). Vyznačují se vysokým bodem vzplanutí a hoření, ale také větší viskozitou což přináší zvýšené energetické náklady na provoz oběhových čerpadel a horší přestup tepla.

**Silikonové kapaliny** – nehořlavé, ekologicky nezávadné, teplotně stálé v širokém rozmezí teplot a mají výborné elektroizolační vlastnosti. Jejich bod tuhnutí je nízký a nepodléhají oxidaci ani jiným chemickým procesům jako minerální oleje. Zrovna tak nepůsobí agresivně na ostatní materiály ani nemají výrazně nepříznivé fyziologické účinky.

Teplota vzplanutí syntetických olejů je zhruba 275 °C (u modelu MIDEL 7131) [6].

### 1.3.1.3 Oleje na rostlinné bázi

Rostlinné oleje se pro zařízení vysokých napětí příliš nepoužívají a hodí se spíše pro nízkonapěťovou techniku. Rostlinné oleje využívané v elektrotechnice jsou z chemického hlediska směsí esterů, glycerinů a nenasycených mastných kyselin. Tyto oleje lze rozdělit na nevysychavé (ricinový, řepkový) a vysychavé (lněný, dřevěný). Ricinový olej, tedy nevysychavý, se využívá pro plnění papírových kondenzátorů zejména pro stejnosměrné obvody. Vysychavé oleje jsou přidávány do některých elektroizolačních laků. U těchto olejů dochází k chemické reakci vlivem světla a tepla čímž vznikne po nanesení tvrdá, lesklá vrstva s dobrými elektroizolačními vlastnostmi.[4]

Nevýhodou těchto olejů je, že při jejich výrobě je na molekulu látky vázáno velké množství vody, které se jde těžko zbavit. Její obsah je možné snížit na 100 ppm za teploty 100 °C a rozprašením ve vakuu (10 mBar).[4]

Teplota vzplanutí je u těchto typů olejů > 300 °C [7].

### 1.3.2 Plynné izolanty

**Fluorid sírový SF<sub>6</sub>** je elektronegativní plyn, který je netoxický bezbarvý a bez zápachu. Má téměř třikrát větší elektrickou pevnost než vzduch (89 kV.mm<sup>-1</sup>) a vysokou vypínací schopnost (téměř desetkrát vyšší než vzduch – v oblasti elektrického oblouku se rozkládá, zhasíná oblouk a ve zlomku sekundy opět zregeneruje). Permittivita tohoto plynu se blíží jedné a dielektrické ztráty jsou pro čistý plyn takřka neměřitelné. SF<sub>6</sub> je při normální teplotě chemicky stabilní a dobře se snáší s technickými materiály, ale v uzavřených prostorech je nebezpečný, jelikož je téměř pětikrát těžší než vzduch.[1]

Obecně lze tedy říct, že návrhem kvalitního chladicího systému lze značně prodloužit životnost izolace transformátoru a tím i životnost celého zařízení. Pro správnou funkci a dlouhodobou životnost by dle normy ČSN EN 60076 neměla průměrná roční teplota překročit hodnotu 20 °C, maximální denní průměrná teplota 30 °C a maximální špičková teplota 40 °C [8].

## 2 Technická diagnostika

V současné době vzniká potřeba využívat pro rozbor spolehlivosti a životnosti výkonových olejových transformátorů data z technické diagnostiky, což je obor, zabývající se zjišťováním stavů technických zařízení. Výstupem takovéto diagnostiky transformátoru může být např. vyhodnocení provozuschopnosti zařízení, detekce i lokalizace závad a také předpokládaný vývoj stavu zařízení při dalším provozu včetně pokynů pro údržbu.[9]

Z hlediska způsobu získávání dat rozdělujeme technickou diagnostiku na:

- off-line diagnostiku,
- on-line diagnostiku.

V případě off-line diagnostiky je zapotřebí nejdříve zařízení odstavit z provozu a poté získat všechna potřebná data, což může být problém v případě, že potřebujeme mít transformátor v nepřetržitém provozu. Naopak při on-line způsobu diagnostiky se data získávají přímo za provozu zařízení, což přináší řadu výhod. Monitorovaný objekt se nachází pod neustálou kontrolou, podléhá automatickému vyhodnocování údajů, včasnému rozpoznání nežádoucího stavu atd. Nevýhodou je pak vyšší technická náročnost a cena celého diagnostického systému.[9]

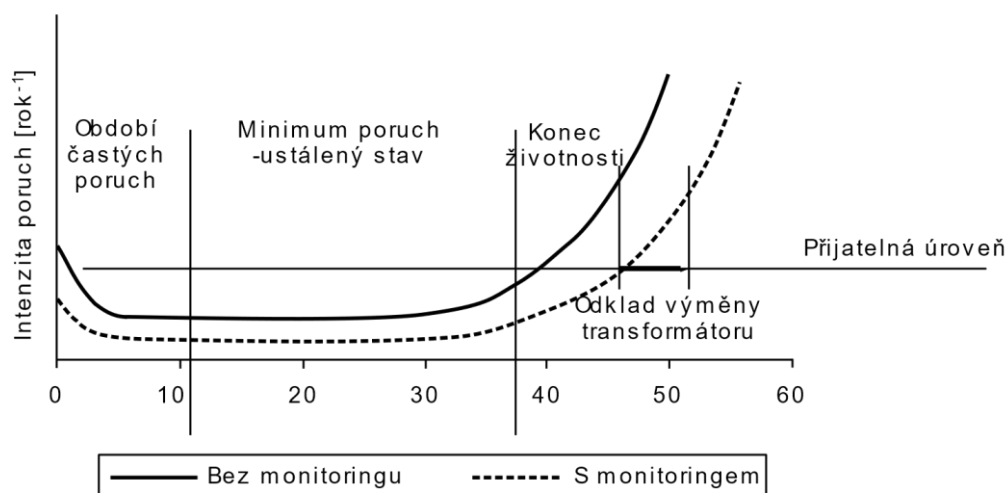
### 2.1 Rozdělení on-line monitoringu a on-line diagnostiky

V současnosti stále dochází k zaměňování dvou pojmů, a to on-line monitoring a on-line diagnostika, přičemž některé systémy lze zařadit na pomezí těchto dvou. Oba přístupy mají svá opodstatnění, ale zároveň rozdílnou úlohu týkající se provozu výkonových transformátorů. Rozdělení těchto dvou „úhlů pohledu“ dobře popisují ve své konferenční zprávě[10] Ing. Václav Straka a Ing. David Kuboš:

#### 2.1.1 On-line monitoring výkonových transformátorů

Účelem monitoringu je upozornění obsluhy stroje na prvotní známky rozvíjející se závady, nikoliv náhrada diagnostiky ani ochrana stroje. Monitoring je součástí (nikoliv náhradou) spolehlivé údržby a slouží jako spouštěcí podnět pro rozsáhlejší diagnostiku. Aby se předešlo nečekaným výpadkům a nepříjemným odstávkám stroje (nebo selhání potřebných vybavení), je zapotřebí stroj neustále sledovat. On-line monitorováním lze správně řídit, a tím také prodloužit životnost transformátoru (viz *Obr. 1*).





Obr. 1 – Životnost transformátoru [10].

### 2.1.2 On-line diagnostika výkonových transformátorů

On-line diagnostika už by měla sloužit jako částečná náhrada laboratorní off-line diagnostiky, jelikož jejím účelem není pouze signalizace začínající poruchy, ale i přesnější určení podstaty problému. To s sebou přináší rovněž dvě větší nevýhody: zaprvé cenu a zadruhé, kvůli rozsáhlosti systému, nutná znalost interpretace dat obsluhou nebo náklady na nadstavbový expertní systém. On-line diagnostika sleduje oproti monitoringu mnohem více veličin a parametrů na rozsáhlejší bázi.

## 3 Online diagnostika transformátorů

### 3.1 Volba parametrů pro sledování

Volba sledovaných parametrů je zásadní pro vlastní realizaci monitorovacího systému. Základním diagnostickým indikátorem, který má podstatný vliv na bezporuchový chod transformátoru je stav izolačního systému. Organické materiály, ze kterých je izolační systém výkonových transformátorů tvořen, jsou velmi citlivé na působení provozních degradačních činitelů. Na izolaci transformátoru v provozu působí celá řada vlivů. Mezi hlavní a nejčastěji sledované provozní vlivy patří zejména teplota. Mechanické namáhání (otřesy, vibrace, mechanické rázy), vlivy klimatu, chemické vlivy (kyselý déšť, oxidace, koroze) a záření mohou taktéž negativně ovlivňovat životnost izolace. V neposlední řadě se na degradaci podílí působení elektrického pole (náhlé změny intenzity, výbojová činnost).[11]

Pro podchycení největšího procenta závad by měly být monitorovány ty části transformátoru, u kterých je největší riziko vzniku poruchy – tedy aktivní část (vinutí a magnetický obvod) a izolační systém. Nejdůležitějšími parametry indikujícími stav vinutí spolu s hlavní izolací a ovlivňující rychlost stárnutí izolačního systému jsou [11]:

- plyny rozpuštěné v oleji,
- přítomnost kyslíku,
- obsah vlhkosti,
- teplota.

Protože k rozkladu minerálního oleje a celulózového papíru přispívají všichni uvedení činitelé, za hlavní omezující parametr pro zatěžování transformátoru je považována teplota. Z určení teploty se navíc vychází i při odhadu zestárnutí transformátoru a určení zbytkové životnosti. S ohledem na tyto skutečnosti a zkušenosti v oblasti diagnostiky transformátorů jsou pro základní sledování doporučeny následující parametry [11]:

- snímání výstupního proudu a napětí pro každou fázi,
- snímání teploty oleje v horní části transformátoru,
- snímání teploty vinutí,
- snímání teploty na vstupu a výstupu z chladiče,
- sledování obsahu plynů v oleji,
- sledování obsahu vlhkosti v oleji.

Je zřejmé, že čím vyšší je počet sledovaných parametrů, tím vyšší bude i výsledná cena monitorovacího resp. diagnostického systému.[11]

### 3.2 Měření základních provozních veličin – napětí a proudů

Jedním ze základních parametrů ze skupiny veličin pro monitorování, je měření provozních parametrů transformátorů (napětí a proudů jednotlivých fází). Měření provozních napětí a proudů umožňuje získat veličiny potřebné pro stanovení okamžitého zatížení transformátoru. Jelikož na hodnotě zatěžovacího proudu závisí velikost Jouleových ztrát ve vinutí, můžeme na základě jeho stanovení odhadovat velikost tepelného zatížení izolačního systému transformátoru. Zaznamenávání hodnot provozních veličin během provozu transformátoru hraje také důležitou roli z hlediska zaznamenání informací o životě sledovaného stroje a způsobu jeho zatěžování.[11]

Měření proudů a napětí jednotlivých fází se provádí pomocí měřicích transformátorů, které bývají umístěny na kondenzátorových průchodkách. Tyto měřicí přístroje často bývají běžnými doplňky transformátorů a je tedy vhodné zvážit možnost jejich použití při konkrétním návrhu monitorovacího systému. Jedná se hlavně o možnost využití připojení výstupního signálu příslušného měřicího transformátoru do řídicího počítače.[11]

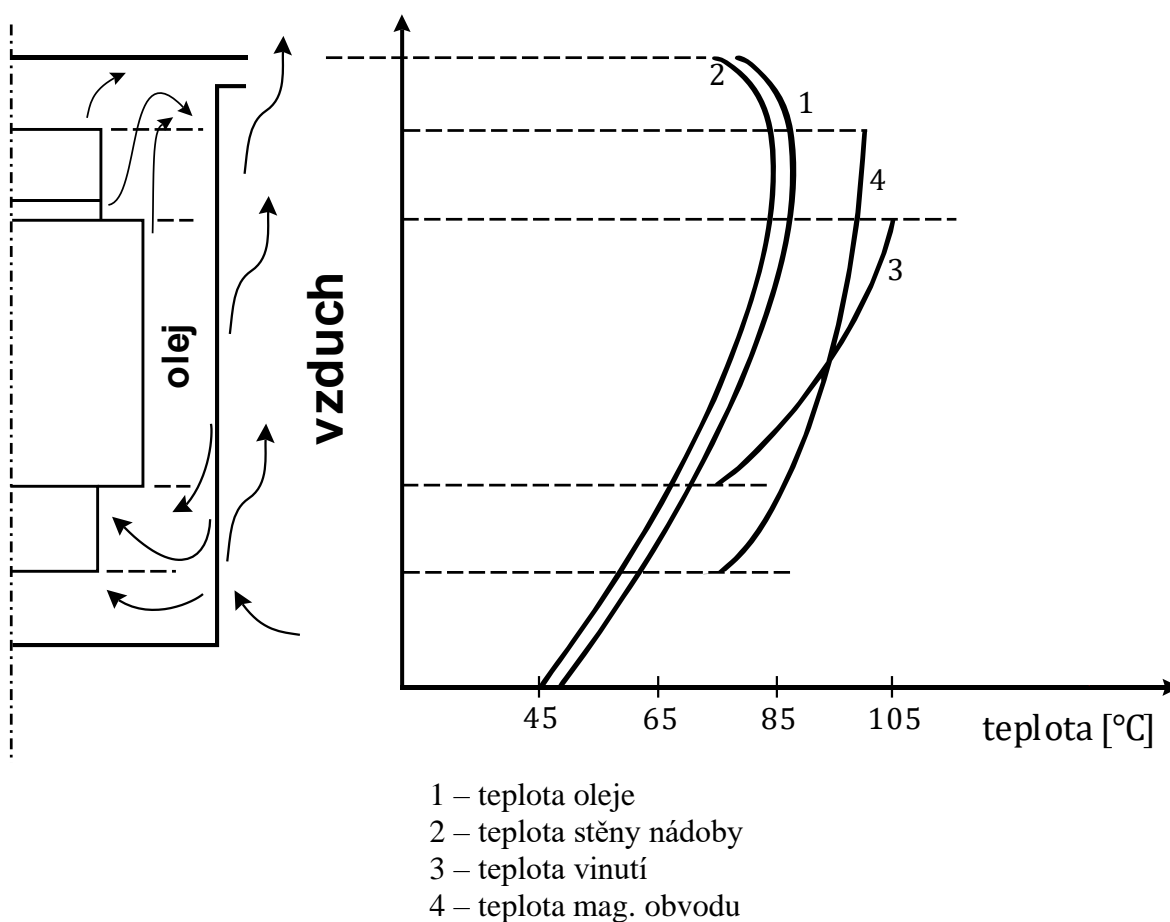
### 3.3 Měření teplot

V důsledku přeměny střídavého proudu, dochází v transformátoru k určitým ztrátám elektrické energie. Tato ztracená energie se přeměňuje na teplo ve vinutí, v magnetickém obvodu a jiných částech transformátoru. Oteplení, které narůstá se zvyšujícím se zatížením a ztrátami, lze redukovat zvýšením intenzity chlazení.[11]

Transformátor je z hlediska tepla nehomogenní těleso. Izolované plechy tvořící magnetický obvod transformátoru se vyznačují velkou tepelnou vodivostí a poměrně malou tepelnou kapacitou. Vinutí transformátoru má taktéž velkou tepelnou vodivost. Tyto dvě hlavní části transformátoru, magnetický obvod a vinutí, představují za provozu stálý zdroj tepla. V těchto částech dochází ke sdílení tepla z vnitřních teplejších částí směrem k povrchu, odkud se teplo odvádí. Teploty oleje se proto v různých výškách nádoby liší.[11]

### 3.3.1 Teplota oleje v horní části transformátoru a teplota okolí

Příliš velké teplotní namáhání transformátoru má negativní vliv na jeho izolační systém olej-papír. Teplota se jednak považuje za hlavní parametr omezující zatěžování transformátoru, ale také slouží jako výchozí parametr pro odhadování stupně zestárnutí transformátoru. Teplotní stárnutí izolace probíhá nejen při vysokých teplotách, ale do určité míry při kterékoliv teplotě (pouze v případě absolutní nuly tj.  $-273\text{ }^{\circ}\text{C}$  by byla životnost izolace nekonečná). Teplota, které můžeme v provozu izolaci vystavit, aniž by se se nepřipustně zhoršili její funkční vlastnosti je tím vyšší, čím kratší je doba, po kterou byla izolace vystavena této maximální teplotě.[11]



Obr. 2 – Typický průběh teploty v závislosti na výšce transformátoru [11].

Teplota oleje se měří pomocí tzv. jímkového odporového teploměru. Měřící senzor se umísťuje do horní části nádoby transformátoru z toho důvodu, že teplota oleje směrem k horní části roste (Obr. 2). Odporový snímač je v přímém kontaktu s měřeným prostředím a využívá se přitom faktu, že některé materiály mění svůj elektrický odpor v závislosti na změně teploty. Stonek s čidlem bývá nejčastěji vyroben z nerezové oceli. V kovové hlavici s dostatečným stupněm krytí (např. IP 56) je osazena přípojovací svorkovnice. Rozměry

celkové délky stonku a ponoru jsou volitelné dle potřeby. Na výběr je několik různých produktů, podle teplotních rozsahů a průměru jímky.[11]

Součástí teploměru s přípojovací hlavicí může být vestavěný převodník, který převádí výstupní veličinu teploměru (odpor) na proudový unifikovaný signál 4–20 mA. Stále více se však využívá přenosu po digitální sériové lince RS 485, která umožňuje pomocí páru kroucených vodičů přenos až na vzdálenost 1200 m i v rušeném průmyslovém prostředí.[11]

Hodnoty teploty oleje a zatížení transformátoru je vhodné sledovat také vzhledem k okolní teplotě, kterou je možné měřit pomocí prostorových průmyslových teploměru [11].

### **3.3.2 Teplota vinutí**

#### **3.3.2.1 Přímé měření teploty vinutí pomocí optovláknových snímačů**

V energetice se v současné době využívají optovláknové systémy bodového i rozprostřeného měření teploty. Výhoda optovláknového systému bodového měření oproti klasickému způsobu (tj. elektrický) spočívá v možnosti realizace množství aplikací. Typickou aplikací v energetice je přímé sledování teploty vinutí transformátorů pro vvn prostřednictvím optovláknových čidel instalovaných do každého vinutí. Údaje získané přímým měřením teploty transformátoru mohou sloužit k minimalizaci požadavků na údržbu, optimalizaci zatížení, prodloužení životnosti a také k vyloučení možných poruch monitorovaného zařízení ještě před jejich vznikem. V těchto aplikacích se využívají výborné dielektrické vlastnosti optického vlákna.[11]

Bodové optovláknové teploměry pracují na různých principech. Nejčastěji se využívají změny v absorpčním spektru polovodiče GaAs v závislosti na teplotě nebo měření úbytku intenzity fluorescence teplotně citlivého fosforu.[11]

##### **3.3.2.1.1 Využití změn v absorpčním spektru**

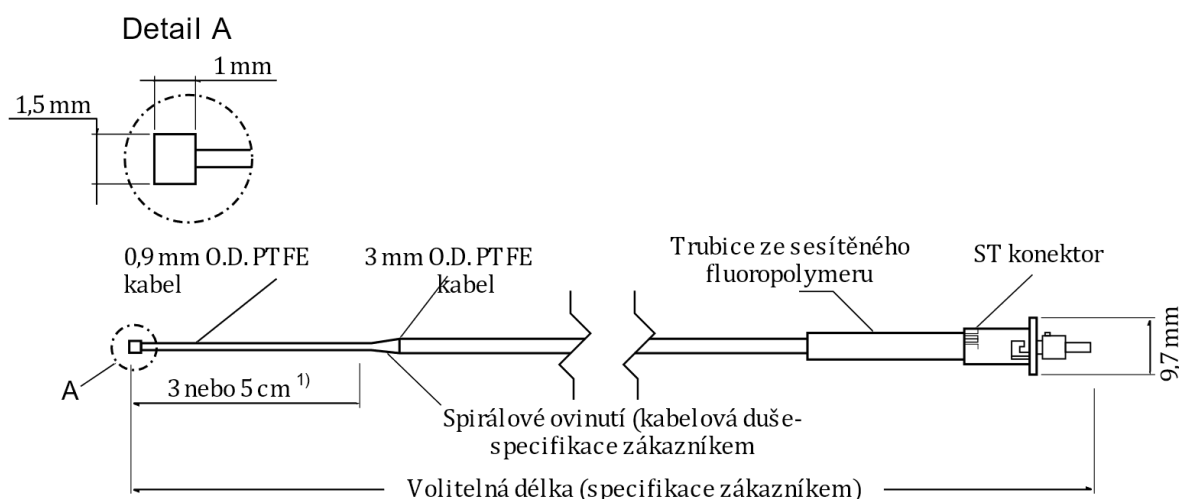
Při využití změn v absorpčním spektru je v čidle na konci optického vlákna umístěn polovodičový krystal, který je v kontaktu s měřeným objektem. K tomuto krystalu je přivedeno bílé světlo. Část světla je absorbována krystalem a zbytek se vrací vláknem pět do přístroje. Ze spektrálního složení (barvy) světla vráceného do přístroje se určí teplota krystalu. Informace o teplotě se vyhodnocuje z barvy světla, a nikoliv z jeho intenzity.[11]

### 3.3.2.1.2 Měření doby poklesu intenzity fluorescence

V čidle pracujícím na principu měření doby poklesu intenzity fluorescence teplotně citlivého fosforu je optickým vláknem přivedeno k fosforu umístěného na konci vlákna světlo modré barvy. Tento konec vlákna s fosforem je taktéž v přímém kontaktu s měřeným objektem. Světlo modré barvy budí fluorescenci (luminiscenci) v červené oblasti spektra. Vybuzené světlo je vedeno vláknem zpět do přístroje a měřena je doba poklesu intenzity fluorescence, která je přímo závislá na teplotě měřeného objektu.[11]

### 3.3.2.1.3 Vybavení potřebné pro přímé měření teploty vinutí

Pro přímé měření teploty vinutí, jádra, případně průchodek ve výkonových transformátorech je možné použít optické snímače – viz *Obr. 3*.

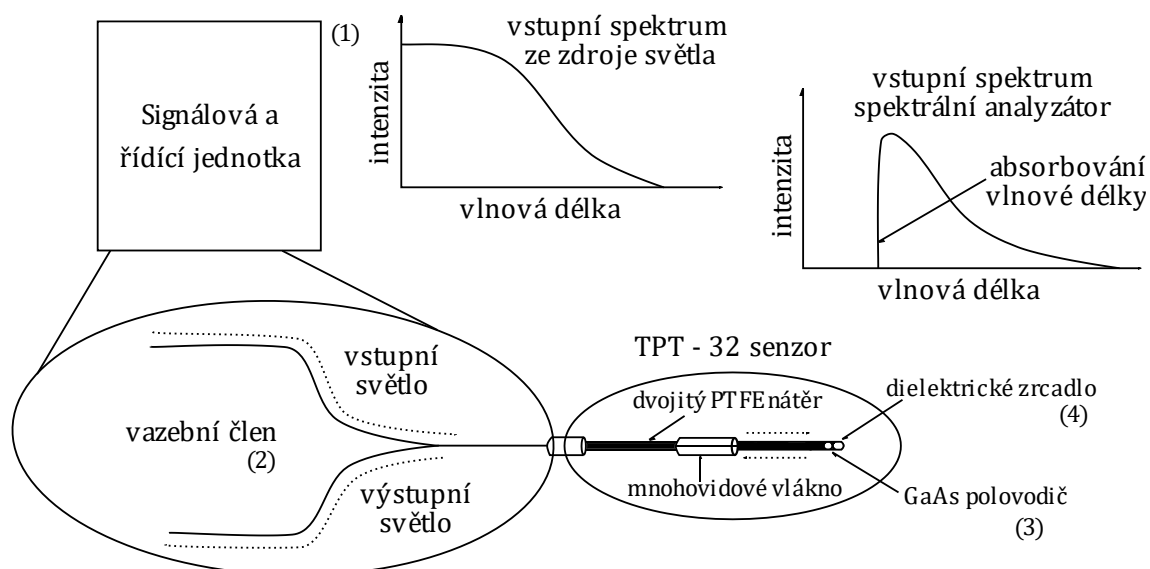


<sup>1)</sup> 3 cm holý PTFE úsek pro sondy kratší než 5 m, 5 cm pro 5 m a

*Obr. 3 – Senzor pro přímé měření teploty vinutí [11].*

Povrch optického vlákna je chráněn teflonový pláštěm. Zakončení je vloženo do vysokoteplotního lepidla, které chrání senzor (polovodič). Při měření se využívá principu změny v absorpčním spektru polovodiče GaAs v závislosti na teplotě[11].

Senzor je používán spolu se signálovou a řídicí optickou jednotkou na úpravu a zpracování signálů [11]. Proces měření a zpracování je znázorněn na *Obr. 4*.



Obr. 4 - Schéma měřicího řetězce pro přímé stanovení teploty vinutí [11].

Bílý světelný zdroj (1) umístěný uvnitř signálové jednotky přivádí světlo do jedné z větví vláknového optického vazebního členu (*optic coupler*) (2). Toto světlo postupuje optickým vláknem až k polovodiči (3), kde jsou některé vlnové délky absorbovány. Neabsorbované světlo se odráží dielektrickým zrcadlem (*dielectric mirror*) (4) a vrací se do vazebního členu, kde je nasměrované ke spektrometru (5).

### 3.3.2.2 Nepřímé měření teploty vinutí

V praxi se kvůli složitosti přímého měření teploty vinutí využívá spíše měření nepřímé a to pomocí tzv. tepelné kopie vinutí. Při této metodě se snímá teplota oleje v horní části nádoby a měří zatěžovací proud transformátoru, který ohřívá topný odpor umístěný uvnitř přístroje. Oteplení tohoto odporu odpovídá oteplení vinutí nad nejvyšší hodnotu oleje. Jak teplota topného odporu, tak teplota v olejové jímce působí na měřicí vlnovec, jehož pohyb je přenášen pákovým ústrojím na ručičku a na hřídel s mikrosplínači v bubincích se stupnicí, na níž je zobrazována teplota vinutí.[11]

Jednou ze součástí ukazatele teploty vinutí je přizpůsobovací člen. V závislosti na hodnotě zatěžovacího proudu je výstupem z tohoto členu signál oteplovacího proudu –  $I_h$  (Tab. 1), jehož velikost koresponduje s teplotou odpovídající přírůstku nad teplotu oleje.[11]

Tab. 1 – Hodnoty teploty nad teplotu oleje a odpovídajících proudů [11].

<b>Teplotní rozdíl [°C]</b>	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38
<b>I<sub>h</sub> [mA]</b>	620	680	730	780	830	880	920	970	1010	1050	1090	1130	1160	1200	1230

### 3.3.3 Rozložení teplot – magneticky montovaný senzor teploty

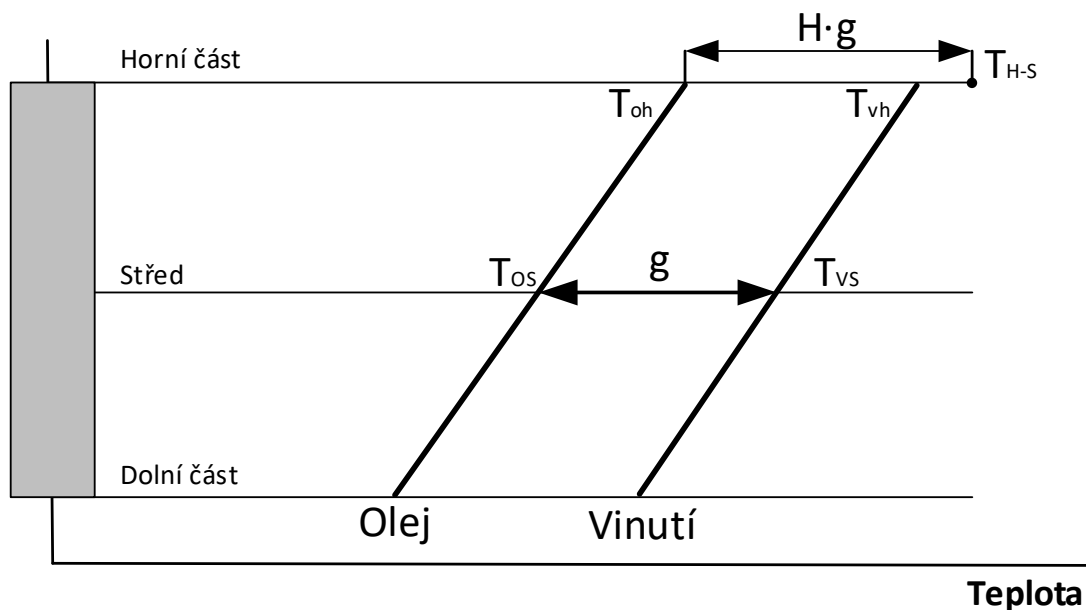
Dále lze měřit povrchovou teplotu transformátorové nádoby, a to pomocí kontaktních povrchových magnetických snímačů teploty. Tento snímač s magnetickým držákem se používá k připojení na feromagnetické materiály (železo, ocel). Senzor by měl být celistvý a ve voděodolném provedení. Odporové teploměry (RTD – *resistance temperature detectors*) mají zabudovaný převodník 4 až 20 mA, který je napájený z monitorovací jednotky – výstupní signál je proudový.[11]

### 3.3.4 Hot-Spot teplota

Teplota nejteplejšího místa transformátoru tzv. hot-spot teplota je parametr, na jehož základě lze stanovit maximální zatížení transformátoru a také odhadnout relativní zestárnutí izolačního systému. Největším zdrojem tepla bývá zpravidla vinutí transformátoru a jeho pevná izolace, která je chlazena cirkulujícím olejem (přirozený nebo nucený oběh). V místě nejvyšší teploty by mohlo dojít k degradaci izolace nejdříve. Aby k tomu nedošlo, neměla by zátěž stroje překročit mez, při které vzroste teplota nejteplejšího místa na kritickou hodnotu.[11]

Jelikož je přímé měření hot-spot teploty příliš komplikované a vyžaduje instalaci senzoru (s přibližně stejnou životností jako má transformátor) přímo do vinutí transformátoru, využívají se k odhadu této teploty výpočty založené na experimentu, aplikovaném na zjednodušeném modelu rozložení teplot v transformátoru (*Obr. 5*). Hlavním předpokladem je lineární růst teploty izolace od spodního konce vinutí k hornímu.[11]





Obr. 5 – Zjednodušený model rozložení teplot v transformátoru [11].

Oteplení vinutí roste paralelně k oteplení oleje s konstantním rozdílem  $g$ , který udává rozdíl mezi střední teplotou vinutí  $T_{vs}$  a střední teplotou oleje  $T_{os}$  za jmenovitých podmínek. Teplota nejteplejšího místa  $T_{H-S}$  ve skutečnosti přesahuje teplotu vinutí v horní části což je způsobeno vrůstem rozptylových ztrát směrem k hornímu konci vinutí. V případě použití zvláštní elektrické izolace může být důvodem také zvýšení tepelné izolace.[11]

Hodnotu nejteplejšího místa lze také určit dle vztahů ((3.1) a ((3.2) [11]:

$$T_{H-S} = T_{oh} + H \cdot g \cdot K^y. \quad (3.1)$$

Není-li znám rozdíl teploty vinutí a oleje při jmenovitých podmínkách (neznáme výsledky oteplovacích zkoušek), používá se k určení nejteplejšího místa vzorec:

$$T_{H-S} = T_{oh} + (T_{vh} - T_{oh}) \cdot (H - 1), \quad (3.2)$$

kde  $T_{H-S}$  je teplota nejteplejšího místa [ $^{\circ}\text{C}$ ],  
 $T_{oh}$  je teplota oleje v horní části transformátoru [ $^{\circ}\text{C}$ ],  
 $T_{vh}$  je teplota horní části vinutí [ $^{\circ}\text{C}$ ],  
 $g$  je rozdíl teploty vinutí a teploty oleje při jmenovitých podmínkách [ $^{\circ}\text{C}$ ],  
 $H$  je činitel nejteplejšího místa [-],  
 $y$  je exponent proudu v závislosti na přírůstku teploty [-],  
 $K$  je poměr zatěžovacího a jmenovitého proudu [-].

Jednotlivé parametry potřebné pro výpočet jsou buď přímo měřitelné, nebo jsou pro různé typy stanoveny normou [11].

### 3.3.5 Stárnutí izolace

Určení zbytkové životnosti transformátoru je komplikovaný proces a doprovází jej řada chyb, jelikož je nutno respektovat mnoho podmínek a uvažovat množství změn. Neexistuje jednoduché kritérium, podle kterého by se dal stanovit konec života stroje, a tedy i stanovení zbytkové životnosti. Existuje však možnost provést hodnocení založené na rychlosti stárnutí.[11]

Informace o zbytkové životnosti stroje lze získat na základě výpočtu normou definovaného parametru relativní rychlosti tepelného stárnutí  $V$  (tzv. spotřeba životnosti), která se vytváří na základě vzorců definovaných v normě ČSN IEC 354 (platná do r. 2007). Tento parametr nelze srovnávat s provozními hodinami, které pouze čítají dobu, po kterou byl stroj pod napětím. Kromě doby, po kterou byl transformátor v provozu se ve spotřebě životnosti zohledňuje také tepelné stárnutí. Relativní spotřebu životnosti při teplotě  $T_{H-S}$  vztaženou k normální spotřebě životnosti při teplotě  $T_{hN}$  lze určit dle následujících rovnic [11]:

$$V = \frac{\text{Spotřeba životnosti při } T_{H-S}}{\text{Spotřeba životnosti při } T_{hN}}, \quad (3.3)$$

$$V = 2^{(T_{H-S} - T_{hN})/6} = e^{0,693(T_{H-S} - T_{hN})/6}, \quad (3.4)$$

kde  $V$  je relativní rychlost tepelného stárnutí [jednotka času],  
 $T_{H-S}$  je teplota nejteplejšího místa [°C],  
 $T_{hN}$  je normou stanovená hodnota referenční teploty [°C].

Referenční hodnota  $T_{hN}$  je pro transformátory navrhované podle IEC 76 normou [12] stanovena na 98 °C, což je teplota odpovídající provozu transformátoru při jmenovitém výkonu a při teplotě chladicího média 20 °C, když oteplení nejteplejšího místa činí 78 K, tzn. je o 13 K vyšší než střední oteplení 65 K. Toto jsou podmínky odpovídající normálnímu stárnutí izolace a rychlost stárnutí je při této hodnotě rovna jedné. Pokud dosadíme do rovnice (3.4)  $T_{hN} = 98$  °C, můžeme odvodit následující rovnici [11]:

$$V = 10^{(T_{H-S}-98)/19,93} = 2^{(T_{H-S}-98)/6}, \quad (3.5)$$

kde  $V$  je relativní rychlost tepelného stárnutí [jednotka času],  
 $T_{H-S}$  je teplota nejteplejšího místa [°C].

Pokud nejsou provozní podmínky konstantní, tak se v obecném případě relativní zestárnutí transformátoru vypočítá podle vztahu [11]:

$$L = \frac{1}{t} \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{nebo} \quad L = \frac{1}{t} \sum_{n=1}^N V, \quad (3.6)$$

kde  $L$  je relativní zestárnutí [jednotka času],  
 $n$  je číslo časového intervalu [-],  
 $N$  je celkový počet stejných časových intervalů [-].

Pomocí následujícího postupu, který ve své knize popisuje prof. V. Mentlík a spol. [11] můžeme přibližně určit zbytkovou životnost izolačního systému s respektováním působení teploty. Pro každý vyrobený stroj existuje určitá doba garance životnosti, která je dána výrobcem. Pro teploty nižší než 98 °C (referenční teplota stanovená normou) je parametr  $V$  menší než jedna. Od prvotní garantované životnosti se postupně odečítá běžná doba provozu daného stroje (spotřeba zahrnující tepelné stárnutí při těchto teplotách je shodná s běžnou dobou provozu sledovaného transformátoru). Zvýší-li se teplota nad hodnotu 98 °C, začne se více projevovat degenerace vlivem tepelných procesů a tzv. spotřebu životnosti je potřeba vypočítat pomocí vztahu (3.5). Od garantované zbytkové životnosti se pak odečítá násobek vypočítané spotřeby a času, kterému tento násobek odpovídá.

Příklad [11]: Máme-li transformátor v provozu po dobu 10 h při teplotě 104 °C a 14 h při teplotě 86 °C, spotřebuje  $(10 \text{ h} * 2) + (14 \text{ h} * 0,25) = 23,5 \text{ h}$  životnosti během 24 h trvání provozu. Je za potřebí si uvědomit, že při teplotě nižší než 80 °C je spotřeba životnosti zanedbatelná. Pokud je zatížení i teplota okolí konstantní, lze relativní spotřebu životnosti zjistit jednoduchým vynásobením relativní spotřeby životnosti získané ze vztahu (3.4) a času při zatížení ( $V * t$ ).

Takto vypočtená hodnota nemůže zřejmě zcela souhlasit s reálnou spotřebou, ale je to jeden ze způsobů, jak odhadnout životnost transformátoru s uvažováním reálných

provozních stavů stroje a nebýt odkázán jen na pouhou dobu, kdy byl transformátor v provozu [11].

### 3.3.6 Kontrola stavu chlazení – intenzita chlazení

Jak již bylo zmíněno v kapitole 1.2 - *Chladicí systémy transformátorů*, transformátory menších výkonů nepotřebují ke svému chlazení žádné zvláštní chladicí zařízení, ale je zde využíváno přirozené cirkulace oleje (teplý olej stoupá vzhůru). Tento olej je chlazen přirozeným prostupem tepla do okolí.[11]

Naopak u transformátorů velkých výkonů se využívá nuceného oběhu oleje a nuceného ofukování, kdy je speciálním vzduchovodem přiváděn proud vzduchu k nádobě i radiátoru transformátoru. Tímto se zvýší intenzita přestupu tepla z jejich povrchu. Dalšího zintenzivnění lze dosáhnout ofukováním každého radiátoru zvláštním ventilátorem. Tento způsob chlazení přináší zvýšení výkonu transformátoru alespoň o 30 %. V případě velmi velkých výkonů transformátorů je někdy využíváno nuceného chlazení oleje vzduchem, kdy je ohřátý olej proháněn čerpadlem přes chladicí zařízení umístěné vně stroje.[11]

#### 3.3.6.1 Teplotní spád na chladičích

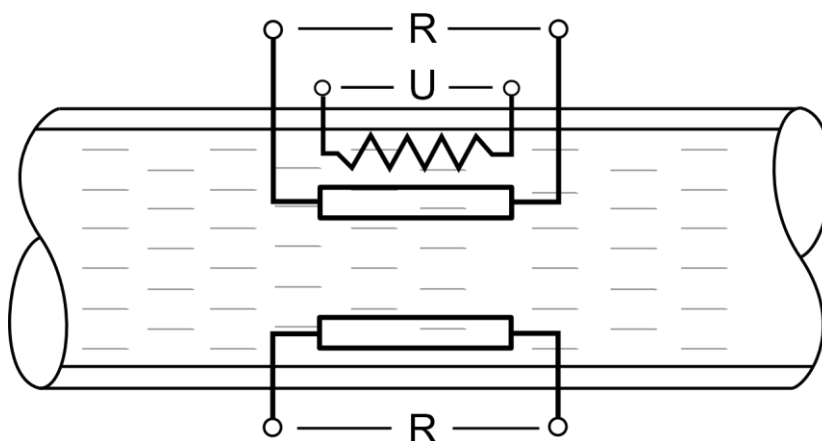
Aby bylo možné kontrolovat efektivitu chlazení (u transformátorů s nuceným oběhem oleje), je potřeba společně se sledováním provozního režimu jednotlivých ventilátorů měřit teplotu nejen v horní části nádoby, ale také v dolní části stroje (teplotní spád na chladičích). Zde se snímač teploty umisťuje do zpětného potrubí chladičů. Regulace intenzity chlazení se v praxi provádí pomocí automatických ovládacích systémů a odvíjí se od teploty v horní části.[11]

Dále je možno určit intenzitu chlazení z rozdílu teplot oleje, který do chladiče vstupuje a následně z něj vystupuje. K tomu je zapotřebí vybavit transformátor dalšími snímači, které budou měřit vstupní a výstupní teplotu oleje proudícího chladičem. Pro stanovení teplotního spádu lze opět využít odporových teploměrů, jehož parametry musí být vhodně zvoleny s ohledem na průměr potrubí, do kterého budou tyto snímače umístěny. Pro následné počítačové zpracování musí kromě teploměrů přítomen také převodník zajišťující úpravu naměřených dat na signál vhodný pro datový přenos.[11]

### 3.3.6.2 Měření cirkulace oleje

Jak již víme, chlazení olejových transformátorů je zajištěno cirkulací oleje. V případě nuceného oběhu oleje u transformátorů velkých výkonů tuto cirkulaci zajišťují oběhová čerpadla, jejichž funkčnost lze zjistit stanovením rychlosti proudění chladicího média za použití průtokoměrů.[11]

Přístroj pracuje na základě kalorimetrického měřicího principu (metoda přenosu tepla/ochlazení) a jeho funkce se vztahuje na rychlost proudění. Součástí senzoru jsou dva teplotně závislé měřicí odpory, které jsou připojeny k měřicímu můstku (*Obr. 6*). Jeden z těchto odporů je závislý na teplotě média a druhý přichází do tepelného kontaktu s topným článkem (spirála na *Obr. 6*). Je-li topný článek pod napětím, vzniká mezi oběma měřicími odpory rozdíl teplot, jehož hodnota je konstantní, pokud je dané médium v klidu. Začne-li médium proudit, dochází k odvodu tepla z topné spirály a teplota na zahřátém měřicím odporu klesá, čímž dojde ke změně teplot mezi měřicími odpory a stejně tak ke změně napětí na měřicím můstku. Tyto rozdíly napětí určují aktuální stav proudění.[11]



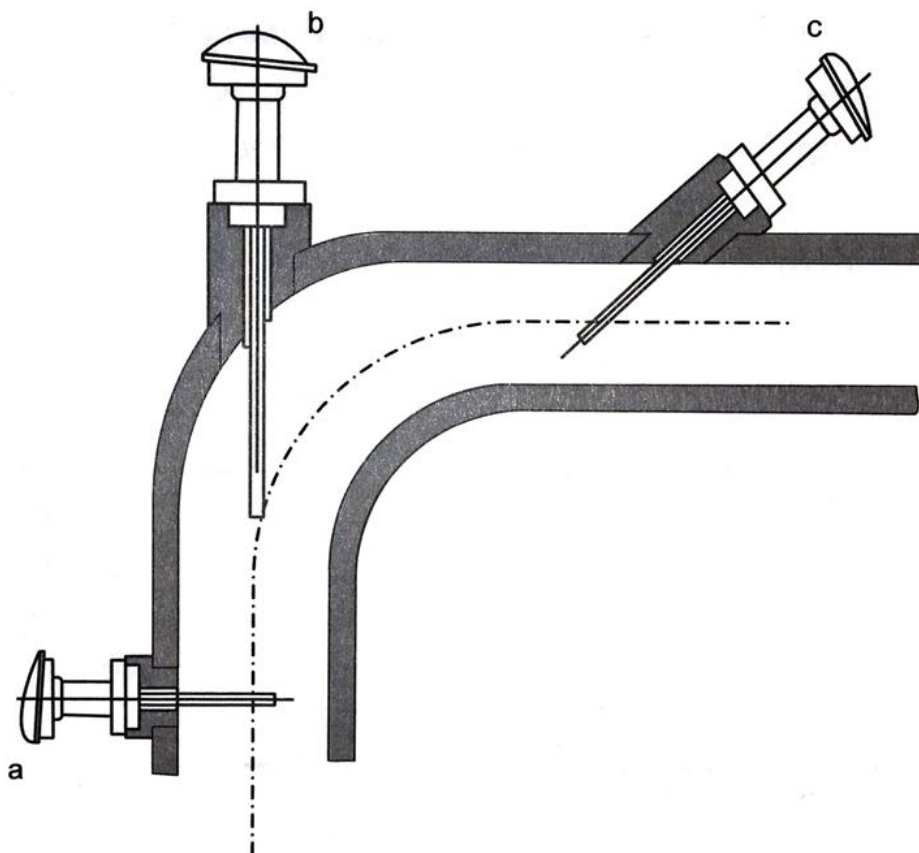
Obr. 6 – Princip činnosti hlídače průtoku [11].

S tím souvisí i měřicí citlivost senzorů, která mimo jiné závisí na odebrání tepla z topného článku. Odebrání tepla je úměrné rychlosti proudění a tepelné vodivosti média. Platí tedy, že čím menší je tepelná vodivost média, tím rychleji musí médium proudit, aby mohlo být zachyceno. Z toho důvodu jsou pro různá média uváděny různé pracovní oblasti.[11]

### 3.3.7 Zabudování dotykových teploměrů

Aby byl zajištěn správný přestup tepla a dokonalý styk s měřeným prostředím, je důležité vhodné umístění snímačů teploty (*Obr. 7*). Toto umístění by mělo být voleno také s ohledem na případnou montáž/demontáž a údržbu teploměru. Aby byl teploměr chráněn před mechanickými a chemickými vlivy, je nutné ho umístit do teploměrných jímek, což ale vede ke značnému ovlivnění jeho dynamických vlastností. Je to způsobeno tím, že hmota této jímky bývá několikanásobně vyšší než hmota samotného čidla teploměru. Při vyhodnocování teploty je tedy třeba uvažovat vzniklou dynamickou chybu.[11]

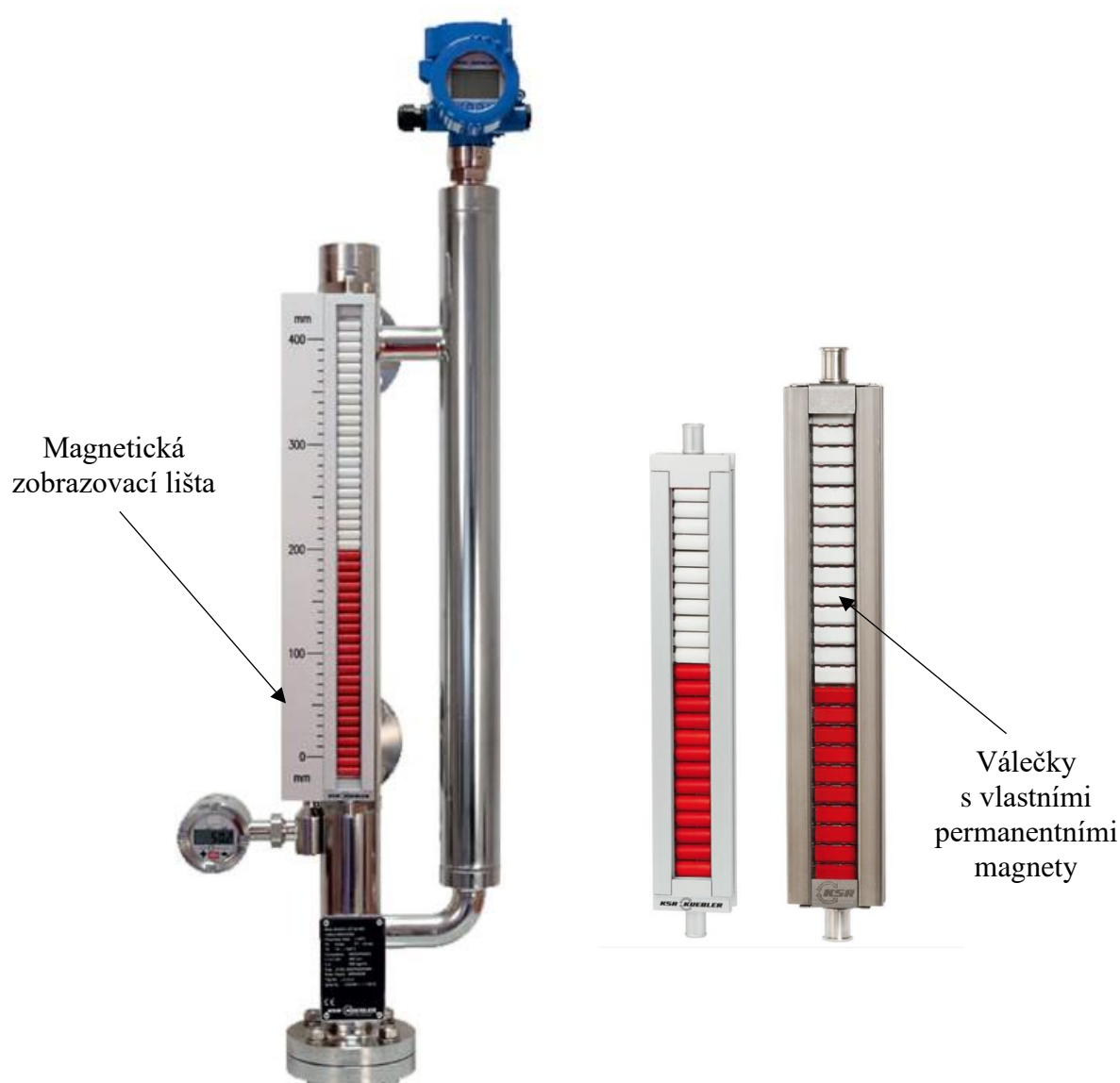
K zajištění dobrého prostupu tepla je vhodné umístit teploměr do míst s vyšší rychlostí proudění (nikoliv do koutů bez proudění) a jeho čidlo by mělo zasahovat přibližně do osy potrubí. U potrubí větších průměrů se teploměr umísťuje kolmo na směr proudění média (*Obr. 7-a*). U potrubí menších průměrů (do 200 mm) se pak teploměr umísťuje pod úhlem 45° proti směru proudění (*Obr. 7-c*) nebo do kolena potrubí taktéž proti směru proudění (*Obr. 7-b*).[11]



Obr. 7 – Zabudování dotykových teploměrů do potrubí [11].

### 3.4 Měření výšky hladiny v dilatační nádobě

V rámci on-line diagnostiky lze dále monitorovat výšku hladiny oleje v dilatační nádobě transformátoru. K elektrickému měření této veličiny se používají obtokové stavoznaky, které bývají k nádobě s kapalinou připevněny z boční strany. Kapalina v plovákové komoře je ve stejné výšce jako kapalina v nádobě a určuje polohu plováku v tělese stavoznaku. Zobrazení výšky hladiny je zajištěno pomocí magnetické zobrazovací lišty (Obr. 8) tvořené sloupcem otočných, dvoubarevných segmentů (válečků), které obsahují vlastní permanentní magnety.[11],[13]

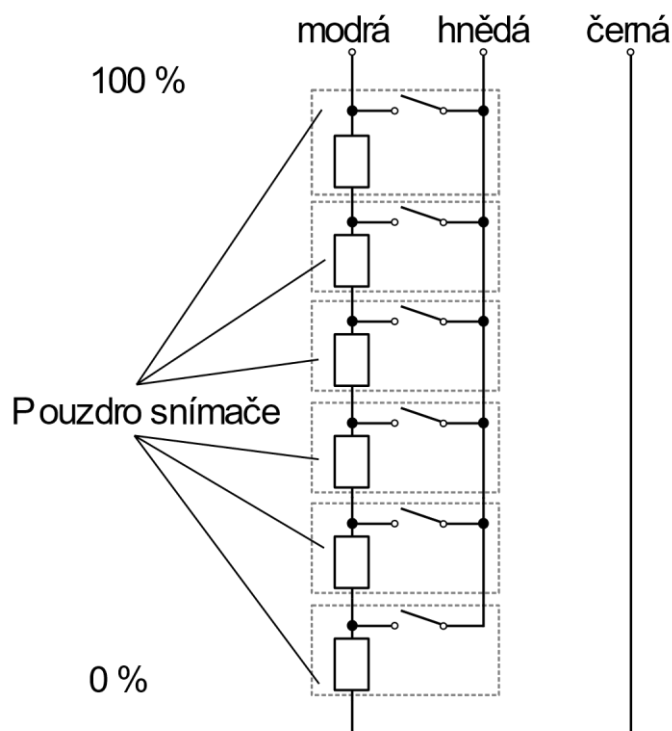


Obr. 8 – Obtokový plovákový stavoznak [13].

Změnu indikace výšky hladiny způsobuje magnetické pole permanentního magnetu integrovaného v plováku. Při vzestupu plováku (změna hladiny) dojde k pohybu jeho permanentního magnetu kolem válečků v magnetické zobrazovací liště, které se otočí o 180° a změní barvu z bílé na červenou. Při sestupu hladiny se válečky otočí zpět na bílou barvu z čehož plyne, že hranice mezi barvami signalizuje úroveň hladiny v nádobě.[11], [13]

Výhodou tohoto způsobu indikace výšky hladiny je, že není nutná dodávka vnější energie [11].

K měření této veličiny na dálku slouží tzv. KRS-převodník pracující na principu plováku s magnetickým přenosem (permanentní magnet, jazýčkové relé a odporový řetěz (Obr. 9) v tří vodičovém zapojení jako potenciometr). Princip je podobný jako s válečky v magnetické zobrazovací liště. Magnetický systém plováku svým magnetickým polem ovlivňuje miniaturní jazýčková relé, umístěná v odporovém řetězci. V závislosti na výšce hladiny, a tedy i pohybu plováku se postupně spínají jednotlivá relé čímž se mění poměr odporu horní a dolní části odporového řetězce. Magnetické pole plováku působí i na okolí obtokové komory, kde může ovládat další instalované měřicí prvky (limitní spínače, kontinuální spínače).[11], [13]



Obr. 9 – Vnitřní schéma zapojení převodníku výšky hladiny [11].



Jelikož je odporový řetězec velmi jemně odstupňovaný, lze považovat výstupní signál za kvazikontinuální. K dispozici jsou však různá odstupňování dle požadavků a provedení. Možné je také zabudování dvou vodičového převodníku na 4 až 20 mA do propojovací hlavice pro zajištění přenosu signálu (analogový proudový výstup).[11]

### 3.5 Obsah plynů v oleji

Minerální olej plní nejen funkci izolace a chlazení, ale je také nositelem informace o stavu transformátoru a o jeho vnitřních poruchách [14]. V důsledku elektrických a tepelných poruch dochází k rozkladu oleje a celulózové izolace, což má za následek vznik plynů, které mají nežádoucí vliv na vlastnosti oleje. Jsou to především [15]: vodík (H), oxid uhelnatý (CO), metan (CH<sub>4</sub>), etan (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), etylen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), acetylen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) a poměry plynů acetylen/etylen, etylen/etan, metan/vodík, etan/metan, oxid uhličitý/oxid uhelnatý, dusík/kyslík. Hlavní příčinou vzniku těchto plynů jsou částečné výboje, při nichž vzniká ionizovaný kanál, který dosahuje vysokých teplot (až několik tisíc stupňů Celsia). Tento kanál je v oleji rychle ochlazován, přičemž dochází k uvolňování některých plynů.[11], [15]

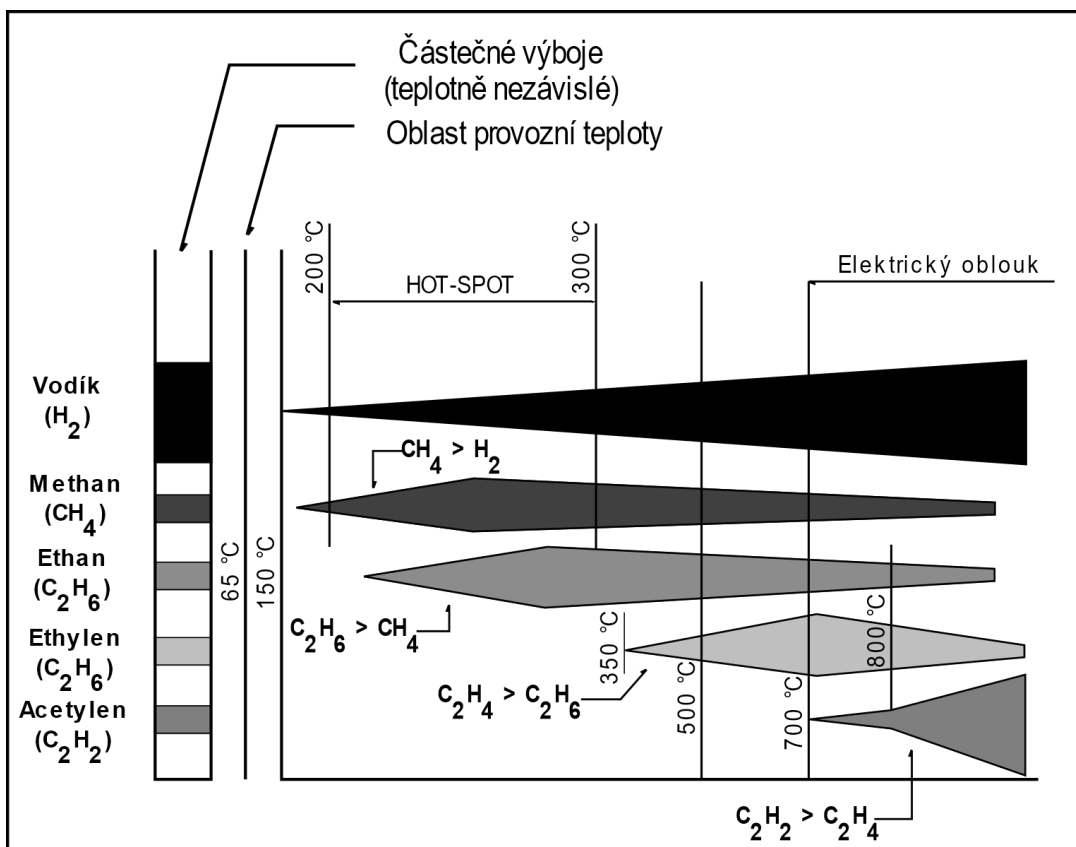
Minerální oleje jsou mimo jiné směsí uhlovodíkových molekul (CH<sub>3</sub>, CH<sub>2</sub> a CH), spojeny molekulárními vazbami C-C (viz Tab. 2.).

Tab. 2 – Klíčové plyny pro plynovou analýzu [11].

Minerální olej C <sub>n</sub> H <sub>2n+2</sub>	Vodík H <sub>2</sub>	Acetylen C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Etylen C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
$\begin{array}{c} \text{H H H H H H H H} \\                 \\ \text{H}-\text{C}-\text{C}-\text{C}-\text{C}-\text{C}-\text{C}-\text{C}-\text{H} \\                 \\ \text{H H H H H H H H} \end{array}$	H-H	H-C≡C-H	$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{H} \\ \diagdown \quad / \\ \text{C}=\text{C} \\ / \quad \diagdown \\ \text{H} \quad \text{H} \end{array}$
Etan C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Methan CH <sub>4</sub>	Oxid uhelnatý CO	Oxid uhličitý CO <sub>2</sub>
$\begin{array}{c} \text{H H} \\     \\ \text{H}-\text{C}-\text{C}-\text{H} \\     \\ \text{H H} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{H} \\   \\ \text{H}-\text{C}-\text{H} \\   \\ \text{H} \end{array}$	C≡O	O=C=O
Kyslík O <sub>2</sub>	Dusík N <sub>2</sub>	Propan C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Propen C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>
O=O	N≡N	$\begin{array}{c} \text{H H H} \\       \\ \text{H}-\text{C}-\text{C}-\text{C}-\text{H} \\       \\ \text{H H H} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{H} \\ \diagdown \quad / \\ \text{C}=\text{C} \\ / \quad \diagdown \\ \text{H} \quad \text{C}-\text{H} \\   \\ \text{H} \end{array}$

Dojde-li ke zmiňované tepelné nebo elektrické poruše (výboji), rozštěpí se některé z vazeb C-C a C-H. To má za následek vznik malého množství reaktivních atomů vodíku a nestabilních uhlovodíkových radikálů. Komplexními chemickými reakcemi pak vznikají

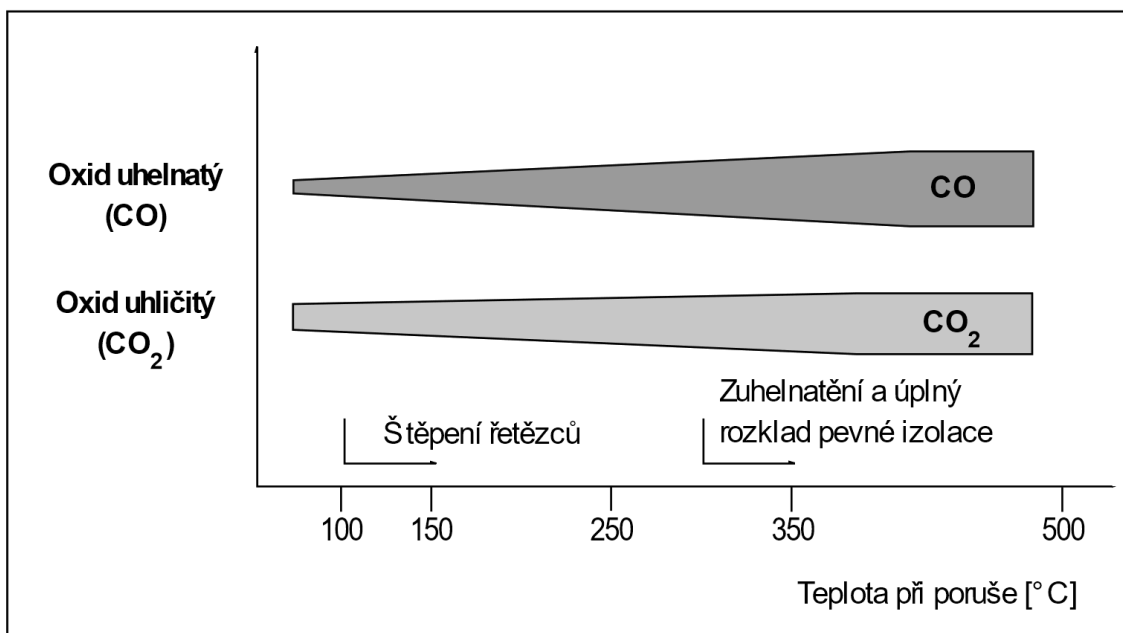
$H_2$  a nízkomolekulární uhlovodíkové plyny jako např. etylen, acetylen, etan, metan a jiné. Právě tyto plyny se poté rozpouštějí v oleji. Jednotlivé plyny se začínají projevovat při různých teplotách: etylen při teplotách nad  $500\text{ }^\circ\text{C}$ , acetylen mezi  $800\text{ }^\circ\text{C}$  a  $1200\text{ }^\circ\text{C}$  a následném prudkém poklesu teploty. Na Obr. 10 je přehledné grafické znázornění jednotlivých složek plynů vznikajících při poruchách v oleji spolu s teplotami, při kterých tyto plynné produkty vznikají.[11], [14]



Obr. 10 – Plyny uvolňované při rozkladu oleje (orientační měřítko) [11].

Pevná izolace transformátoru je složena z polymerních řetězců obsahující prstence glukózy, C-O vazby a glykosidické vazby, jež jsou teplotně méně stabilní než uhlovodíkové vazby v oleji a rozkládají se tak při nižších teplotách. Výraznější rozklad nastává při teplotách nad  $105\text{ }^\circ\text{C}$  a úplný rozklad a zuhelnatění potom při teplotách nad  $300\text{ }^\circ\text{C}$ . Vlivem těchto reakcí vzniká voda, oxid uhličitý a uhelnatý a malé množství uhlovodíkových plynů a furanických sloučenin, které jsou velice agresivní.[11]

Na Obr. 11 jsou zobrazeny plyny uvolňované při rozkladu celulózové izolace a v Tab. 3 jsou uvedeny příklady citlivostí jednotlivých plynů na druh poruchy.



Obr. 11 – Plyny uvolňované při rozkladu celulózové izolace [11].

Tab. 3 – Charakteristické plyny odpovídající různým typům poruch [14].

TYP PORUCHY	KLÍČOVÉ PLYNY	VEDLEJŠÍ PLYNY
Přehřátí oleje	CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Přehřátí oleje a papíru	CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CO, CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Částečné výboje	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , CO	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , CO <sub>2</sub>
Jiskření v oleji	H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	
El. oblouk v oleji	H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
El. oblouk v oleji a papíru	H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>

Je potřeba si uvědomit, že výskyt těchto plynů nemusí mít na svědomí pouze proces stárnutí nebo některá z poruch, ale mohou jej způsobit také reakce při rezivění oceli, nenatřené povrchy nebo ochranné nátěry. Uhlovodíky vznikají mimo poruchy také u strojů, které jsou již dlouhou dobu v provozu, a to následkem provozního oxidačního stárnutí olejové náplně. Výskyt malého množství plynů tedy nemusí nutně znamenat poruchu a při hodnocení diagnostiky je tak nutno přihlížet k celému předchozímu životu stroje. Z toho důvodu je velice obtížné stanovit mezní hodnoty, při kterých je stroj poruchový a musí se vycházet z dlouhodobého sledování spolehlivě pracujících strojů. [11]

## 3.6 Vlhkost v oleji

Přítomnost vlhkosti v izolačním systému transformátoru má nepříznivý vliv na jeho dielektrické vlastnosti, a to zejména snížení povrchového odporu izolantu a také jeho elektrické pevnosti. Voda se nejčastěji dostává do izolačního oleje z ovzduší (vzduch obsažený v dilatační nádobě), nebo jako produkt oxidačního stárnutí. V případě styku pevné látky s vlhkostí nastávají dva děje [15]: adsorpce vody na povrchu a absorpce vody do objemu látky. Styk vody s olejem dále vede k rozběhu reakcí, při kterých vznikají kyseliny napadající pevnou izolaci, což může následně vést ke korozi vinutí, nádoby transformátoru a kovových konstrukčních částí transformátoru. To vede ke snížení spolehlivé doby provozu celého stroje.[11], [15]

V provozu pak voda vlivem kolísání teplot přestupuje mezi pevnou a kapalnou částí izolačního systému a může se vyskytovat v několika formách [11]:

### 3.6.1 Volná voda

Nachází se nejčastěji na dně transformátoru a do izolačního oleje se dostává díky jeho hydrofobickým vlastnostem. Množství takovéto vody pak závisí na teplotě, druhu izolačního oleje a stupni zestárnutí. Volná voda přímo neovlivňuje vlastnosti oleje, ale i tak není žádoucí, jelikož může vlivem teploty a druhu kapalného izolantu proniknout do izolačního oleje jako voda rozpuštěná nebo emulgovaná.

### 3.6.2 Rozpuštěná voda

V oleji je zastoupena díky jeho schopnosti absorbovat vodu a představuje veliké riziko. Lze ji odstranit rozstříkáním oleje do vakua za nižších teplot. Měřením, je-li vzorek oleje odebrán dle doporučení, se zjistí voda rozpuštěná nebo emulgovaná.

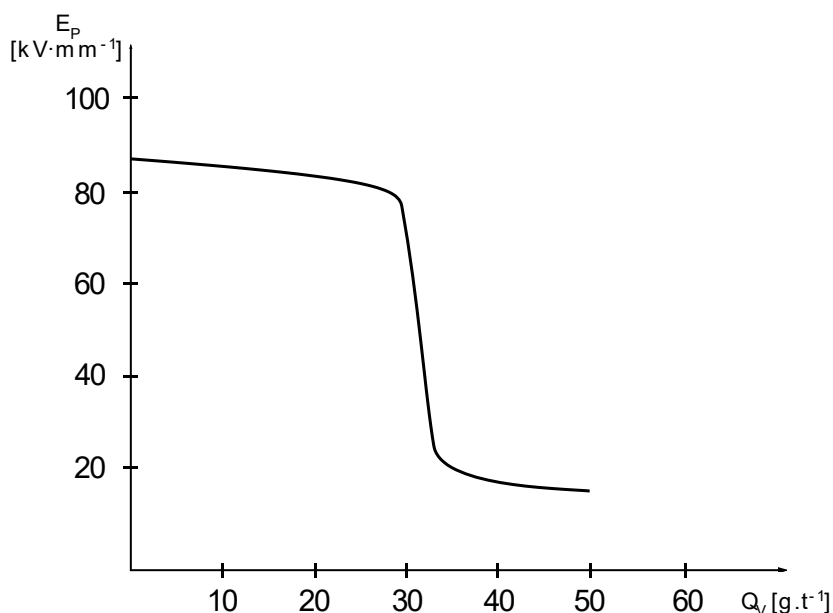
### 3.6.3 Emulgovaná voda

Je směs mikroskopických kapek vody a oleje, která může tvořit hydrofilní (jsou-li v oleji obsaženy látky, které se rozpouštějí ve vodě, nikoli v oleji) nebo hydrofobní (s opačným mechanismem) emulzi, jejíž odstranění je obtížné. Právě tento typ vody zhoršuje dielektrické vlastnosti izolačního oleje (zejména elektrickou pevnost).

### 3.6.4 Reakční voda

Vzniká jako produkt chemických reakcí, které probíhají v nejteplejších místech (okolí vinutí a železného jádra). Přejde-li do styku s chladnějšími vrstvami oleje, mění se na vodu rozpuštěnou.

Nepříznivý vliv emulgované vody spočívá v jejích částicích, které jsou přitahovány do míst s největší intenzitou elektrického pole. Zde potom vznikají řetězce (vodivé cesty), kde hrozí přeskok. Pokud je voda v oleji rozpuštěná, sníží se elektrická pevnost jen mírně, ale dojde-li k nasycení oleje, voda se již dále nerozpouští a vyskytuje se jako emulgovaná. To vede k poklesu elektrické pevnosti (viz *Obr. 12*) a po překročení obsahu vody  $Q_V > 30 \text{ g} \cdot \text{t}^{-1}$  klesne elektrická pevnost velice razantně.[11]

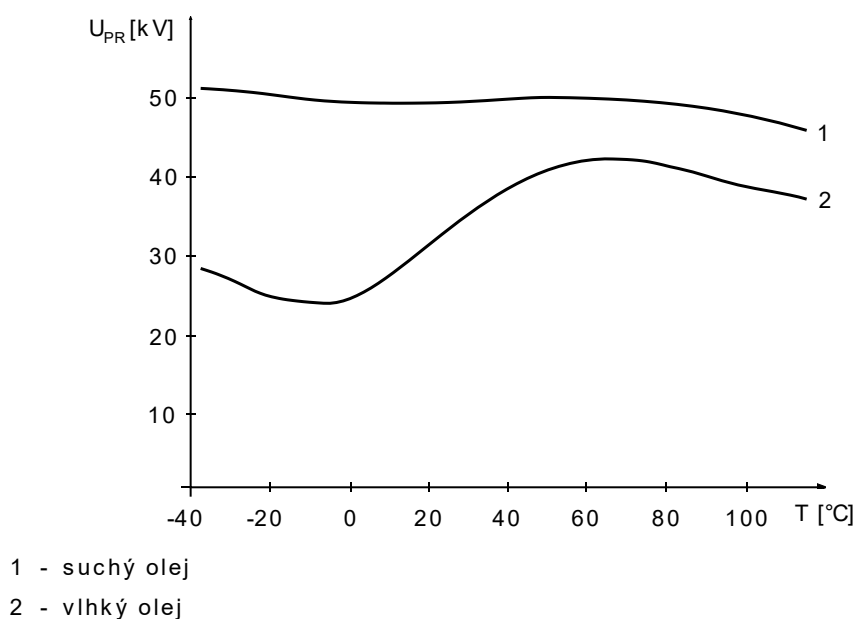


*Obr. 12 – Závislost elektrické pevnosti  $E_p$  na obsahu vody  $Q_V$  v oleji [11].*

Poměr rozpuštěné a emulgované vody značně ovlivňuje teplota. Jelikož schopnost oleje a celulózky vázat vodu se liší, dochází nejprve k absorbování vlhkosti olejem až do nasyceného stavu a poté do celulózové izolace. Po vyrovnání jednotlivých stavů se voda rozdělí rovnoměrně. Co se týče teplotní závislosti, tak rozpustnost vody v izolačním oleji s teplotou stoupá, u pevné izolace je tomu naopak. Na *Obr. 13* je znázorněno porovnání mezi suchým a vlhkým olejem. Překročí-li teplota  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ , začnou vznikat plynové bublinky, ze kterých se dále vytvoří plynový kanálek a tím dojde ke snížení průrazného napětí. Tyto

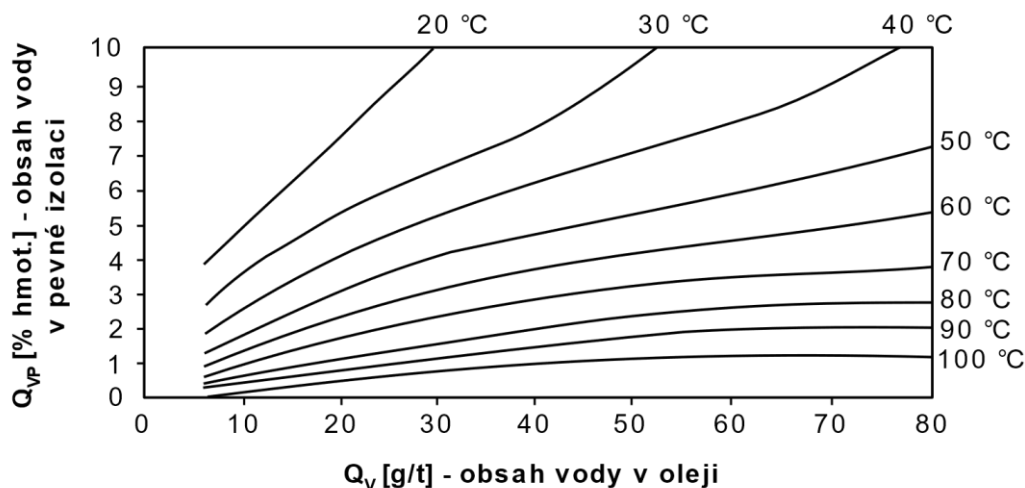
bublinky vznikají odpařováním přítomné vody a prchavých složek v oleji. Díky malé elektrické pevnosti plynových bublinek dochází k ionizaci a výbojům.[11]

S rostoucí teplotou se vlhký olej postupně vysušuje, díky čemuž se zvyšuje průrazné napětí. Při teplotě nižší, než je provozní ( $60 \div 80 \text{ }^\circ\text{C}$ ) přechází voda z oleje do celulózové izolace a nelze tedy objektivně měřit její obsah v oleji. Proto je ideální teplota pro odběr oleje okolo  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ , aby došlo k uvolnění vody z celulózové izolace.[11]



Obr. 13 – Závislost průrazného napětí oleje  $U_{PR}$  na teplotě  $T$  [11].

Jak již bylo zmíněno, vlivem kolísání teplot dochází k přestupu vody mezi pevnou a kapalnou částí dielektrika. Dojde-li k nasycení oleje tak, že veškerá vlhkost přechází do pevné izolace, vlastnosti oleje se již nemění. Se zvyšující se teplotou se voda začne uvolňovat z pevné izolace a dochází znovu k nasycování oleje na původní hodnotu obsahu vody. To je patrné z tzv. Nielsenova diagramu (Obr. 14), jenž udává závislost množství vody v celulózové izolaci na obsahu vody v oleji (parametrem je teplota  $T_0$ ).[11]



Obr. 14 – Nielsenův diagram [11].

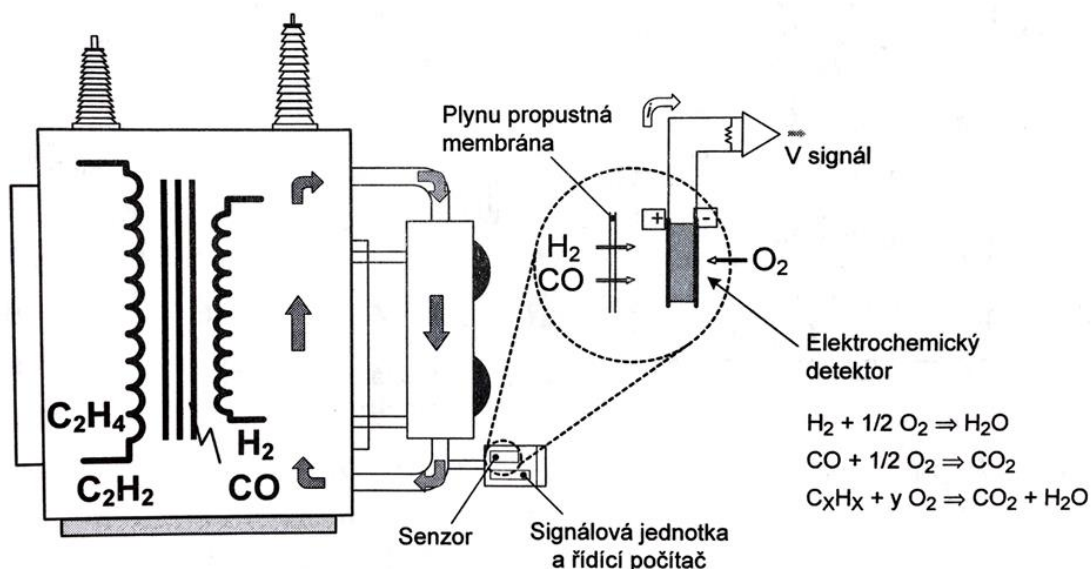
### 3.7 Senzory pro on-line monitoring plynů a vlhkosti

Detekce plynů rozpuštěných v izolačním oleji transformátoru poskytuje obsluze prvotní informaci o možné vznikající závadě ve stroji a umožňuje tak její včasné odhalení. Tyto závady se mohou týkat vinutí, magnetického obvodu, nádoby, spojů, průchodek nebo případně přepínacího zařízení, je-li transformátor takovým zařízením opatřen.[11]

V současnosti existuje mnoho zařízení pro detekci plynů rozpuštěných v oleji včetně off-line laboratorní DGA analýzy. Velice rozšířené jsou také on-line monitorovací zařízení ať už jde o jednoduché senzory, detekující pouze některé plyny (např. Calisto, Hydran) nebo multi-gas senzory (např. Serveron TM8, Transfix), umožňující detekovat široké spektrum plynů rozpuštěných v oleji.[16]

#### 3.7.1 Princip analyzátorů plynů

V praxi se využívá několik fyzikálních principů pro měření koncentrace plynů. Pokud jde o detekci plynů v oleji, používají se nejčastěji analyzátory založené na elektrochemickém principu. Jde o sledování fyzikálních jevů provázejících chemickou reakci, které se účastní určovaná látka nebo kterou tato látka výrazně ovlivňuje.[11]



Obr. 15 – Princip monitorování plynných produktů v oleji [11].

Galvanometrické elektrochemické senzory využívají princip galvanického článku. Elektrody senzoru jsou permeabilní membránou odděleny od analyzovaného média. Membrána, která je vyrobena např. z teflonu, polypropylenu, či silikonového kaučuku, je propustná pouze pro plyny, nikoliv pro vodu a ionty. Plyny rozpuštěné v oleji prochází skrze tuto selektivní membránu do elektrochemického plynového detektoru, kde se mísí s kyslíkem za vzniku elektrického signálu, úměrného poměru koncentrace plynu.[11]

Tyto senzory se mohou dle výrobce lišit elektrolytem (vodný, organický), tvarem, přístupem plynu k měřicí elektrodě nebo počtem elektrod. K základnímu měření jsou zapotřebí pouze dvě elektrody, pro přesnější detekci lze přidat třetí, referenční elektrodu, která se neúčastní elektrochemických dějů, ale slouží ke stabilizaci potenciálu pracovní elektrody a umožňuje rozšířit lineární oblast měření.[11]

### 3.7.2 Princip analyzátorů vlhkosti

Vodu v transformátorovém oleji lze poměrně snadno detekovat, problém však nastává s její interpretací. Důvodem jsou dlouhé časové konstanty přesunu vlhkosti mezi papírem a olejem a fakt, že 96 až 99 % vody se nachází v papírové izolaci, nikoliv v oleji.[11]

Běžné způsoby měření obsahu vody v oleji a jeho vyjádření v ppm neposkytují žádnou informaci o dynamických vlastnostech daného oleje, jehož charakteristickou veličinou je měnící se bod nasycení, který je závislý např. na složení oleje (minerální, syntetický), druhu



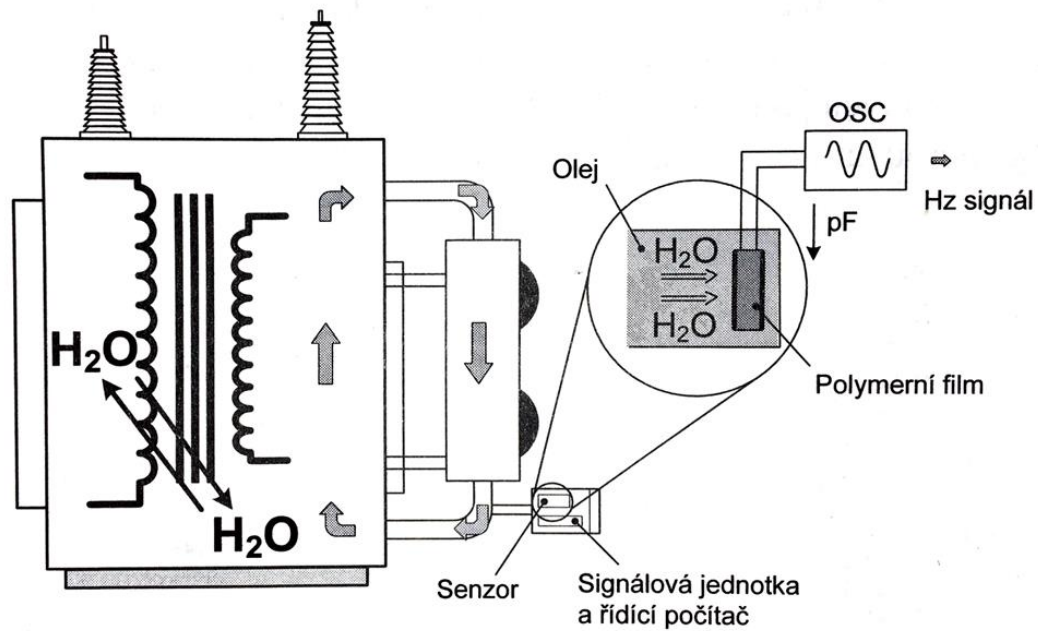
a množství emulgátorů a dalších aditiv. Mnohem větší význam má měřit veličinu  $a_w$  – aktivita vody. Měřením obsahu vody v ppm lze sice stanovit absolutní množství vody rozpuštěné v oleji, nedostaneme však informaci o aktuálním bodu nasycení, a tedy ani o „vzdálenosti“ těchto dvou hodnot. V případě přiblížení se obsahu vody k bodu nasycení oleje (nebo naopak) hrozí i jeho překročení, a tedy i vznik volné vody.[17]

Aktivita vody je poměr množství okamžité vody obsažené v substanci k celkovému množství vody, kterou je schopna substance pojmout. Lze ji určit ze vztahu [17]:

$$a_w = \frac{p}{p_0} , \quad (3.7)$$

kde  $p$  je parciální tlak vody v substanci,  
 $p_0$  je tlak nasycené vodní páry čisté vody při stejné teplotě.

Důležitost sledování jak obsahu vody v ppm, tak i bodu nasycení lze ukázat na následujícím příkladu [17]: Bod nasycení oleje při 82 °C je 5000 ppm. Množství vody rozpuštěné v oleji je 2000 ppm. Olej je tedy schopen absorbovat ještě dalších 3000 ppm vody, než dojde k jeho nasycení. Při poklesu teploty oleje na 27 °C, klesne i jeho bod nasycení, a to na 3000 ppm. Množství vody se tedy nezměnilo, ale rezerva vůči bodu nasycení klesla už jen na 1000 ppm. Sleduje-li obsluha pouze množství vody v ppm, které se nezměnilo, nevšimne si vznikajícího rizika překročení bodu nasycení. Dále se může stát, že z důvodu zestárnutí oleje dojde k dalšímu poklesu bodu nasycení na hodnotu 1500 ppm. V této situaci je bod nasycení pod hodnotou obsahu vody, a v olejové izolaci se nachází celých 500 ppm nežádoucí volné vody.



Obr. 16 . Princip monitorování vlhkosti v oleji [11].

Analyzátory vlhkosti pracují na principu tenkého filmu a kapacitního senzoru. Při změně relativní vlhkosti se změní dielektrické vlastnosti polymerního filmu spolu s kapacitou a tím i kapacita senzoru. Měřena je tedy kapacita senzoru, jehož dielektrikem je polymer. Tato hodnota je převáděna zpět na hodnotu vlhkosti. Navzdory malému množství absorbované vody, jsou díky její veliké dielektrické konstantě změny kapacity měřitelné. Tyto senzory se vyrábějí také s integrovaným zpracováním signálu (výstupem je napětí nebo digitální rozhraní).[11]

## 4 Přehled nabízených komerčních systémů

### 4.1 Jednoduché monitorovací systémy

#### 4.1.1 Hydran M2



Obr. 17 – Monitorovací systém Hydran M2 [18].

Hydran M2 je jednoduchý senzor od společnosti General Electric, který detekuje hlavně  $H_2$  a CO (tj. klíčové plyny), ale také je doplněn o senzor měření vlhkosti, která je vyhodnocována jako absolutní a relativní. Dále jsou přítomny až 4 analogové proudové vstupy pro měření např. zátěže, teploty jednotlivých částí stroje nebo teploty okolí. To umožňuje v reálném čase přímo v systému Hydran aplikovat různé výpočetní modely jako je nejteplejší bod vinutí, vlhkost v daném místě, stárnutí transformátoru, efektivita chlazení a další. Systém je vybaven taktéž výstupy pro signalizaci a upozornění při překročení uživatelem předem definovaných hodnot.[19]

Hydran M2 umožňuje lokální i vzdálenou správu pomocí RS232, RS485, modemu, či TCP/IP protokolu. Další výhodou je jednoduchost instalace (stačí jediný volný ventil) a lze jej také rozšiřovat nebo začlenit do rozsáhlých monitorovacích systémů.[19]

### 4.1.2 Calisto a Calisto 2



Obr. 18 – Monitorovací systém Calisto 2 [20].

Monitorovací systém Calisto od společnost Morgan Schaffer je dalším jednoduchým typem senzoru pro detekci plynů a vlhkosti v oleji transformátoru. Základní typ Calisto měří vodík  $H_2$  (2 až 50 000 ppm) a relativní vlhkost v oleji (2 až 100 %). Typ Calisto 2 měří navíc oxid uhelnatý CO (25 až 100 000 ppm). K zajištění opakovatelnosti měření je v senzoru pasivně teplotní výměník pro zajištění teplotně stabilního prostředí. Tento systém se vyznačuje velikou stabilitou i při nízkých koncentracích. Ke komunikaci s okolím mohou sloužit protokoly DNP3, Modbus, IEC 61850. Tento systém je taktéž možno doplnit o další produkty stejné společnosti jako např. přenosný analyzátor poruchových plynů Myrkos.[16], [20]

## 4.2 Komplexní monitorovací systémy

Jedná se nejen o monitorovací, ale i diagnostické systémy s rozšířenějšími možnostmi.

### 4.2.1 TRANSFIX



Obr. 19 – Monitorovací a diagnostický systém Tansfix [21].

Transfix je novou generací on-line DGA zařízení. Pomocí speciálně vyvinuté technologie foto-akustické detekce měří všechny významné poruchové plyny (v ppm) dle mezinárodních standardů a také vlhkost v oleji (% RH & ppm). Měření těchto plynů umožňuje uživateli detekovat a diagnostikovat kompletní rozsah poruch transformátoru.[21]

Transfix má mnoho benefitů jako: žádný spotřební materiál (není zapotřebí kalibračních nebo nosných plynů), široké spektrum místních i vzdálených komunikačních možností, pokročilé programovatelné alarmy, časté vzorkování (DGA až jednou za hodinu), PC software umožňující stahování dat, trendy a analýzu výsledků, analýza výsledků společně s průběhem zátěže a extrakce plynů. Dále umožňuje optimalizaci bezpečného zatížení stroje a maximalizaci výnosů, možnost výpočtu stárnutí transformátoru a možnost identifikace typu poruchy na základě výsledků měření.[22]

#### 4.2.2 Calisto 9



Obr. 20 – Monitorovací a diagnostický systém Calisto 9 [23].

Calisto 9 je další z nové generace on-line multi-gas senzorů, jenž ke své funkci používá plynovou chromatografii. Měří sedm poruchových plynů plus vlhkost v oleji. Disponuje automatickou kalibrací pomocí certifikovaného primárního plynu, intuitivním rozhraním displeje na předním panelu a vestavěnou cirkulací oleje a monitoringem průtoku. Pro komunikaci s okolím používá, stejně jako Calisto, protokoly DNP3, Modbus a IEC 61850. Dále identifikuje poruchy pomocí několika diagnostických metod včetně jejich signalizace.[23]

Pro smysluplné využití těchto komplexních monitorovacích a diagnostických systémů, dále sledování, vyhodnocení a analýzu dat poskytují výrobci i diagnostický software (pro Tansfix je to PERCEPTION a pro Calisto 9 software Calisto Manager).

## 5 Ekonomické aspekty nasazení on-line monitorovacích a diagnostických systémů

Pokusil jsem se kontaktovat pár společností, které tyto systémy nabízejí, ale pouze společnost "TMV SS", spol. s r.o. mi ochotně poskytla různé informace a orientační cenové hladiny pro různé typy systémů. Konečné ceny systémů jsou pak vždy závislé na konkrétní zakázce a požadavků zákazníka (typ, konfigurace senzorů apod.).

V této kapitole vycházím z konferenční zprávy[10] týkající se on-line monitorovacích a diagnostických systémů.

### 5.1 Investiční náročnost na on-line monitoring

Pokud jde o investici do základního plynového a vlhkostního monitoringu s jednoduchými alarmovými funkcemi, lze takovýto systém (např. Hydran) realizovat okolo částky 400.000,- Kč (čistě jenom plynový monitoring bez měření vlhkosti ještě levněji). Monitoring s výpočetními funkcemi (nejteplejší bod vinutí a vlhkost papírové izolace v tomto bodě, rychlost stárnutí, vlhkost v oblasti bariér, zohlednění časových konstant přesunu vlhkosti mezi olejem a papírem, zdánlivý výkon a další sofistikované funkce) se pak dá pořídit v ceně okolo 650.000,- Kč a komplexní monitorovací systém (měření všech teplot na chladičích, měření na průchodkách, monitoring přepínače odboček + všechny výpočty zmíněné u předchozího provedení) řádově v rozmezí 850.000,- až 1.300.000,- Kč.[10]

Tab. 4 – Přehled rozsahu a cenové náročnosti on-line monitorovacích systémů [10].

Typ monitoringu	Popis základních funkcí	Cena
Základní	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoring základních plynů (CO, H<sub>2</sub>) + RH% H<sub>2</sub>O</li> <li>• Obsah H<sub>2</sub>O v ppm</li> <li>• Teplota kondenzace vody v oleji</li> <li>• Alarmy pro absolutní hodnoty plynování a vlhkosti</li> <li>• Alarmy pro trendy plynování a vlhkosti (dynamiku nárůstu parametru v daném časovém období)</li> </ul>	400.000,- Kč
Střední	Funkčnost základního monitoringu + následující funkce <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proud vinutí</li> <li>• Teplota horní a spodní vrstvy oleje</li> <li>• WHST (nejteplejší bod vinutí)</li> <li>• Obsah H<sub>2</sub>O v místě nejteplejšího bodu vinutí</li> <li>• Rychlost stárnutí papírové izolace + spotřebovaná životnost</li> <li>• Vlhkost v místě bariér (kritický požadavek z hlediska průrazu a výbojů v oblasti bariér)</li> <li>• Zdánlivý výkon</li> <li>• Alarmy pro všechny vypočtené hodnoty</li> </ul>	650.000,- Kč
Pokročilý	Funkčnost středního monitoringu + následující funkce <ul style="list-style-type: none"> <li>• Měření teplot vstupu a výstupu jednotlivých chladících sekcí</li> <li>• Stav ventilátorů a čerpadel</li> <li>• Napětí a přepětí na průchodkách</li> <li>• Stav a charakteristiky přepínače odboček</li> <li>• Vícebodové měření proudů</li> </ul>	1.300.000,- Kč

## 5.2 Investiční náročnost on-line diagnostiky

On-line diagnostika je oproti monitoringu mnohem více spjata s konstrukčním uspořádáním stroje a tím pádem je vyšší i její cena. Budeme-li uvažovat třífázový transformátor 400 kV, lze diagnostický systém pro takovýto stroj odhadovat řádově mezi 3.500.000,- až 6.500.000,- Kč plus cena za proškolení obsluhy expertního systému nebo out-sourcing této znalosti třetí stranou (dle odhadu zhruba 100.000,- Kč na transformátor a běžný rok). Následující ekonomická porovnání budou prováděna s oběma cenovými relacemi dle Tab. 5.[10]



Tab. 5 - Přehled rozsahu a cenové náročnosti on-line diagnostiky [10].

Typ diagnostiky	Popis základních funkcí	Cena
Větší rozsah	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plyny rozpuštěné v oleji</li> <li>• Měření napětí a proudů</li> <li>• Měření přepětí a nadproudů</li> <li>• On-line diagnostika průchodek <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Měření úhlů mezi fázory napětí měřených z průchodek – ztrátový činitel průchodek</li> <li>○ Měření napětí z průchodek – výpočet poměru fázových napětí – změny kapacity průchodek</li> <li>○ Měření částečných výbojů</li> </ul> </li> <li>• Měření částečných výbojů sondami v pásmu UHF</li> <li>• Měření teplot</li> <li>• Měření teploty přepínače odboček</li> <li>• Měření proudu, výkonu pohonu přepínače</li> <li>• Měření stavových (dvouhodnotových) veličin</li> <li>• Transformátor je většího výkonu a komplikovanějšího konstrukčního uspořádání</li> </ul>	6.600.000,- Kč
Menší rozsah	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diagnostika neobsahuje všechny funkce jako jsou u diagnostiky většího rozsahu</li> <li>• Transformátor je menšího výkonu a jednoduššího konstrukčního uspořádání</li> </ul>	3.600.000,- Kč

Dle různých metod výpočtů[10] (a odhadů) zisků a ztrát způsobených pořízením monitorovacího nebo diagnostického systému byla vyvozena následující tabulka určující minimální pořizovací cenu transformátoru, od které se vyplatí daný monitorovací, resp. diagnostický systém pořídit.

Tab. 6 – Min. pořizovací cena transformátoru pro jednotlivé typy systémů [10].

Typ	Pořizovací cena	Porovnání (40 vs 46 let)	Min. cena transformátoru
Monitoring A	400 000 Kč	5 %	6 704 750 Kč
Monitoring B	650 000 Kč	5 %	10 057 128 Kč
Monitoring C	1 300 000 Kč	5 %	21 902 943 Kč
Diagnostika A	3 600 000 Kč	5 %	60 342 760 Kč
Diagnostika B	6 600 000 Kč	5 %	110 628 395 Kč

### 5.3 Firmy nabízející on-line monitoring a diagnostiku v ČR a zahraničí

V České republice je několik společností nabízejících služby v oblasti on-line monitoringu transformátorů. Jednou z nich je již zmiňovaná firma "TMV SS", spol. s r.o., dále potom společnost TECTRA a.s., jenž u nás zastupuje firmu Morgan Schaffer působící

již několik let na světovém trhu a která vyvinula vlastní zařízení pro analýzu transformátorového oleje (systémy Calisto). Dále společnost TECHSYS – HW a SW, a.s., která stejně jako "TMV SS", spol. s r.o. nabízí produkty světových výrobců (GE Energy Services, Kelman, Morgan Schaffer). Mimo výše zmiňované u nás taktéž působí v této oblasti např. TRAFOP-CZ s.r.o. a En-Centrum, s.r.o.

## Závěr

Cílem této práce bylo seznámit se s problematikou on-line diagnostiky transformátorů a jejich finančních aspektů. On-line diagnostika je dnes velice rozšířenou součástí údržby výkonových, olejem plněných transformátorů a díky této technologii lze prodloužit životnost strojů cca o 6 let. To přináší ekonomické výhody a možnost odkladu pořízení nových transformátorů, a tedy i větší možnost investovat do jiných sfér společností mající takovéto zařízení. Volba ať už on-line monitorovacího nebo diagnostického systému, příp. propojení více monitorovacích senzorů záleží nejen na velikosti výkonu daného stroje, ale také na jeho strategickém významu (elektrárny, významné distribuční transformátory, důležitý průmysl, kde by nečekané vyřazení stroje z provozu znamenalo velké finanční ztráty a nedodávky energie). Zatímco komplexní monitorovací systémy jsou určeny spíše pro velké a významné transformátory s výkonem stovek MVA, pro střední a menší transformátory s výkonem do 100 MVA se pak vyplatí spíše jednoduché systémy se základním monitoringem plynů a vlhkosti. Vezmeme-li v úvahu např. menší transformátor na vesnici, tak zde by se pořízení takto drahého a složitého monitorovacího systému nevyplatilo. Využití on-line diagnostiky je taktéž vhodné u transformátorů s plnou zátěží, kde hraje významnou roli efekt stárnutí.

Pro konečný výběr monitorovacího či diagnostického systému je tedy zapotřebí vzít do úvahy pořizovací cenu transformátoru, jeho výkon, význam z hlediska dodávky elektrické energie nebo také počet strojů, chceme-li mít pod kontrolou více transformátorů najednou atd. Firmy nabízející tyto systémy poskytují odborné konzultace a návrhy vlastního řešení dle těchto kritérií. Pořízení on-line měřicího systému není nikterak podmíněno stářím či dobou provozu transformátoru. Bude-li systém zaveden ihned od počátku provozu stroje, bude mít provozovatel záznamy a informace o událostech a chybách již od jeho spuštění. Lze tak včas zachytit možné vady vzniklé výrobou nebo dopravou transformátoru. Stejně tak má velký význam nasazení monitorovacího systému u starého transformátoru, kdy je více náchylný na změny zatěžování, teploty atd. Pro nasazení on-line monitoringu či diagnostiky není tedy nikdy pozdě.

## Seznam literatury a informačních zdrojů

- [1] V. Mentlík, *Dielektrické prvky a systémy*. Praha: BEN - technická literatura, 2006.
- [2] Elpro-Energo s.r.o., „PŘÍSTROJOVÉ TRANSFORMÁTORY ZALÉVANÉ V PRYSKYŘICI“. [Online]. Dostupné z: <https://www.elpro-energo.cz/pristrojove-transformatory/zalevane-v-pryskyrici/>. [Viděno: 15-úno-2020].
- [3] E. Majling, „Transformátor - základní vlastnosti a dělení“, 2015. [Online]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/transformator-zakladni-vlastnosti-a-deleni>. [Viděno: 15-úno-2020].
- [4] P. Trnka a R. Polanský, „Tepelné stárnutí izolačního systému olej-papír“, 2007. [Online]. Dostupné z: [http://147.228.94.30/index.php?option=com\\_content&view=article&id=76:tepelne-starnutiizolaniho-systemu-olej-papir&catid=8:islo-1&Itemid=3](http://147.228.94.30/index.php?option=com_content&view=article&id=76:tepelne-starnutiizolaniho-systemu-olej-papir&catid=8:islo-1&Itemid=3). [Viděno: 15-úno-2020].
- [5] Lubstar a.s., „OMV - Transformátorové oleje“, 2011. [Online]. Dostupné z: <http://www.lubstar.cz/cs/omv/transformatorove-oleje/>. [Viděno: 15-úno-2020].
- [6] Elpro-Energo s.r.o., „Olej“. [Online]. Dostupné z: <https://www.elpro-energo.cz/olejove-transformatory/olej/>. [Viděno: 15-úno-2020].
- [7] K. Sindhuja, M. Srinivasan, a N. Niveditha, „Natural Esters as an Alternative to Mineral Oil In Transformer Applications“, *Int. J. Pure Appl. Math.*, roč. 118, č. 20, s. 723–732, 2018.
- [8] J. Czernek, „Správné a nesprávné metody chlazení transformátorů VN“.
- [9] M. Hammer, J. Ertl, O. Barvenčík, a D. Kutálek, „Příspěvek k rozboru spolehlivosti výkonových olejových transformátorů“, *Elektrorevue*, roč. 13, č. 5, 2011.
- [10] V. Straka a D. Kuboš, „POROVNÁNÍ ON-LINE MONITORINGU S ON-LINE DIAGNOSTIKOU VÝKONOVÝCH TRANSFORMÁTORŮ S OHLEDEM NA EKONOMICKÉ A TECHNICKÉ ASPEKTY JEJICH NASAZENÍ“, in *ČK CIRED, Tábor*, 2008, s. 1–18.
- [11] V. Mentlík, J. Pihera, R. Polanský, P. Prosr, a P. Trnka, *Diagnostika elektrických zařízení*. Praha: BEN - technická literatura, 2008.
- [12] „ČSN IEC 354 Pokyny pro zatěžování výkonových transformátorů“. 1997.
- [13] D-Ex Instruments s. r. o., „Obtokový magnetický stavoznak“. [Online]. Dostupné z: <https://www.dex.cz/produkt/obtokovy-magneticky-stavoznak-bna/>. [Viděno: 22-dub-2020].
- [14] Y. Li, Y. Li, a Y. Li, „Oil Chromatographic Analysis and Fault Diagnosis Case Analysis for Transformers“, *E3S Web Conf.*, roč. 145, s. 02067, úno. 2020, doi: 10.1051/e3sconf/202014502067.
- [15] V. Růžičková, „Aspekty on-line diagnostiky transformátorů“, in *Mezinárodní konference Nečtiny*, 2007.
- [16] J. Dončuk, V. Mentlík, J. Velek, a I. Ullman, „Úroveň vývoje plynů jako diagnostické hledisko stavu výkonových transformátorů“, *Electroscope*, č. III, 2013.
- [17] S. Jiroutek a N. Sheble, „Dynamic oil system holds quirks“, *InTech*, č. V, 2006.
- [18] S. P. A. GRID SOLUTIONS, „Hydran M2“. [Online]. Dostupné z: <https://www.gegridsolutions.com/md/catalog/hydranm2.htm>. [Viděno: 01-čer-2020].
- [19] „TMV SS“ spol. s.r.o., „Hydran M2“. [Online]. Dostupné z: <https://www.tmvss.cz/vyrobci/ge-energy/hydran-m2>. [Viděno: 01-čer-2020].
- [20] Morgan Schaffer, „Calisto“. [Online]. Dostupné z: <https://www.morganschaffer.com/products.php?id=5>. [Viděno: 01-čer-2020].

- [21] S. P. A. GRID SOLUTIONS, „Kelman TRANSFIX". [Online]. Dostupné z:  
<https://www.gegridsolutions.com/md/catalog/transfix.htm>. [Viděno: 01-čer-2020].
- [22] „,TMV SS" spol. s.r.o, „Transfix". [Online]. Dostupné z:  
<https://www.tmvss.cz/vyrobci/kelman/transfix>. [Viděno: 01-čer-2020].
- [23] Morgan Schaffer, „Calisto 9". [Online]. Dostupné z:  
<https://www.morganschaffer.com/products.php?id=1>. [Viděno: 01-čer-2020].