

Vít Barborka¹

Diagnostika a profylaktika trakčních transformátorů v síti SŽDC, s. o.

Klíčová slova: životnost transformátorů, diagnostika transformátorů, mezipovrchové napětí, rozpustné kaly, průrazné napětí

Úvod

Jako živý organismus, tak i každé technické zařízení v průběhu svého života stárne. Při určitém stupni zestárnutí zařízení či jen jeho části (méně příznivá varianta) dochází k ukončení životnosti, a tím i provozu. U transformátorů se stárnutí nepříznivě projevuje především na elektroizolačních systémech, které vytvářejí potenciálové bariéry, a jejich porušení je bezprostřední příčinou poruchy. Elektroizolační systém olejových výkonových transformátorů tvoří kombinované dielektrikum olej-papír.

1. Životnost transformátoru

Životnost transformátoru je limitována především životností papírové izolace vinutí, u které se postupně snižuje mechanická pevnost. Životnost papírové izolace je obvykle daleko kratší než životnost ostatních konstrukčních prvků. Tato disproporce mezi životností papírové izolace a ostatních konstrukčních částí se značně zvyšuje, pokud nedochází k ošetřování olejové náplně transformátoru.

Mezi stárnutím oleje a papíru existuje totiž vzájemná závislost, protože produkty rozkladu oleje jsou absorbovány papírem a naopak, což urychluje proces jejich stárnutí. Jestliže není zestárlá olejová náplň před ukončením své životnosti vyměněna, resp. zregenerována, dochází k urychlené nevratné degradaci papírové izolace s následnou havárií transformátoru.

Provozovatel transformátoru může během jeho provozu přímo provádět údržbu prakticky pouze olejové náplně. Přitom však životnost olejové náplně je cca 2krát až 3krát menší než papíru (pokud nedojde k jeho urychlené degradaci vlivem ukončené životnosti olejové náplně).

Z tohoto důvodu je nutné znát stav olejové náplně (tj. diagnostikovat ji) a na základě znalosti jejího stavu provádět efektivní údržbu, která zahrnuje zejména její sušení a výměnu, resp. regeneraci těsně před ukončením její životnosti. Jedná se o bezdemontážní diagnostiku. V případě zanedbání údržby dojde ke zkrácení životnosti transformátoru. Nehledě na ekonomickou ztrátu v případě předčasného ukončení životnosti transformátoru je třeba brát v úvahu hledisko ekologie v případě havárie.

¹ Ing. Vít Barborka, nar. 1970, absolvent ZČU Plzeň, obor silnoproudá elektrotechnika, SŽDC, s. o. TÚDC Praha, vedoucí Zkušebny DE-1, Úsek elektrotechniky a energetiky, Specializované středisko expertních činností v elektrotechnice a energetice, Zkušebna DE-1, Libušínská 54, 326 00 Plzeň 26.

2. Stárnutí transformátorového oleje

Stárnutím lze označit soubor pochodů, které vedou v provozních podmínkách k změnám fyzikálních, chemických nebo elektrických vlastností, jež způsobí zmenšení provozní bezpečnosti zařízení z hlediska izolačních vlastností. Provozní bezpečnost se zmenšuje především z těchto důvodů:

- zhoršení chlazení následkem usazování, stárnutím vzniklého kalu v olejových kanálcích a na vinutí,
- zmenšením mechanické pevnosti celulózových izolantů následkem jejich napadení stárnutím vzniklých kyselin,
- zmenšením elektrické pevnosti oleje a izolační soustavy olej-papír vlivem produktů stárnutí, především vody.

Vlivy způsobující stárnutí oleje lze rozdělit na:

- účinek kyslíku za současného působení tepla nebo jiných energií, případně i katalyzátorů a vody,
- účinek energií (tepelné, elektrického pole a elektrických výbojů),
- účinek chemických látek kyselé a alkalické povahy,
- rovněž vliv rovnoměrnosti zatížení, úroveň zatížení, chvění a účinnost chlazení.

Stárnutí lze rozdělit na oxidační, tepelné a vlivem cizích příměsí.

2.1 Oxidační stárnutí transformátorového oleje

Oxidačním stárnutím nejprve vzniká celá paleta kyslíkatých organických látek (alkoholy, estery, aldehydy, ketony, kyseliny atd.), jejichž molekuly jsou podstatně polárnější než molekuly původních uhlovodíků a jsou v oleji rozpustné. Jako vedlejší produkty vznikají oxid uhličitý a reakční voda.

Produkty stárnutí zhoršují elektrické vlastnosti oleje, organické kyseliny rozpouštějí kovové materiály (zvětšují iontovou vodivost oleje).

Polymerací a polykondenzací primárních kyslíkatých produktů stárnutí s reaktivními skupinami vznikají makromolekulární látky, které jsou v první fázi v oleji rozpustné. Zvětšují viskozitu a hustotu izolačního oleje, způsobují změnu barvy a dále zhoršují jeho elektrické vlastnosti.

Pokračující polymerací a polykondenzací vznikají nerozpustné kyslíkaté makromolekuly - kalu. Olej se tak stává heterogenní soustavou, jejíž hlavní nedostatek - vylučování kalu - vede k nevratnému poškození elektroizolačního systému olej-papír.

Negativní vliv kalu se projeví v jeho katalytických účincích při oxidačním stárnutí oleje a v jeho hydrofilních účincích (sediment kalu).

Jako vedlejší produkt u polykondenzačních reakcí vzniká reakční voda.

2.2 Kaly

Kaly jsou tvořeny malými pevnými částicemi, na které se vážou polární uhlovodíky, dále mýdly vyšších mastných kyselin a zoxidovanými aromatickými uhlovodíky ve formě asfalténů a asfaltogenních kyselin.

Mastné kyseliny a jiné kyslíkaté látky vznikají oxidací uhlovodíků, reakcí peroxidů s tvořenými radikály, nebo katalytickým působením kovů a vody na volné radikály. Mýdla vznikají působením mastných kyselin, pevných částic a vody.

Asfaltény vznikají oxidací aromatických a aromaticko-cyklanických uhlovodíků. Spolu s aromatickým podílem snadno vážou vodu. Pevné částice vznikají chvěním a stárnutím pevných částí, zejména celulózy.

Části pokryté kaly se více ohřívají a tím dochází k dalším polymeračním reakcím. Kaly jsou tímto pochodem přeměňovány na částečně polymerovaný gel, který již není v oleji rozpustný ani při vyšší teplotě.

2.3 Účinky kalů

Kromě účinku kalu jako katalyzátoru stárnutí oleje, se kaly v transformátoru usazují na povrchu teplejších míst vinutí a na povrchu plechů. Ucpávají se chladicí kanály mezi vinutími, tj. značně se zhoršuje schopnost odvádění tepla s povrchu vinutí. Tím ještě dále ve zvýšené míře vzrůstá oteplení vodičů, kaly na povrchu vinutí houstnou, až zcela zabrání proudění oleje a předávání tepla s povrchu vinutí do oleje. Tak dochází k urychlenému stárnutí papírové izolace vodičů (při zvýšení teploty papíru o 8 °C se jeho životnost zkracuje o 50 % - Montsingerovo pravidlo – viz níže) až k jejímu zničení následované mezizávitovým zkratem nebo elektrickým přeskokem.

Vzhledem ke schopnosti kalů udržovat v sobě vlhkost, může dojít ke snížení izolačního odporu mezi závity ve vinutí až ke vzniku mezizávitového zkratu, nebo elektrickému přeskoku mezi živými částmi transformátoru.

3. Stárnutí papírové izolace

Stárnutím se vlastnosti izolace mění, mechanické a technologické vlastnosti se zhoršují. Tyto změny jsou nevratné a stávají se příčinou pozdějších průrazů izolace, která křehne. Poškození papírové izolace je primární funkcí teploty a času, ale je často ovlivněno dalšími faktory, jako je obsah vlhkosti a kyslíku.

Nejznámějším vztahem popisujícím tepelné stárnutí je **Montsingerovo pravidlo**, které praví, že zvýšením teploty o 8 K se střední doba života zkrátí o polovinu. Montsinger toto pravidlo odvodil na základě pokusů na transformátorech, bylo však pokusně ověřeno na mnoha organických materiálech – izolantech tepelné třídy A.

Kromě tepelného stárnutí, spojeného s teplotním namáháním izolace, uplatňuje se i stárnutí elektrické, způsobené čistě elektrickým namáháním.

Pro přímé posouzení stupně degradace papírové izolace je nutné odebrat její vzorky (např. při revizi transformátoru) a stanovit u nich **PPS (průměrný polymerizační stupeň)**. Hodnota PPS dosahuje u nové izolace 1 400, stárnutím klesá pod 300 – nevyhovující stav.

4. Diagnostika Zkušebny DE-1

SŽDC, s. o., TÚDC, Úsek elektrotechniky a energetiky, Specializované středisko expertních činností v elektrotechnice a energetice, Zkušebna DE-1 Plzeň (dále jen Zkušebna DE-1) provádí, mimo jiné, bezdemontážní diagnostiku a profylaktiku transformátorů, které provozují Oblastní ředitelství SŽDC, s. o., zejména prostřednictvím zkoušek transformátorových olejů, včetně komplexního servisu dané problematiky. Periodicita zkoušek olejů je stanovována podle potřeby v rozsahu 1 až 5 let, individuálně na základě jejich objektivně zjištěného stavu, tj. nikoliv v pevných cyklech.

Toto se provádí u skupiny tzv. „vybraných transformátorů“, tj. transformátorů o napěťových hladinách vvn/vn a vn/vn soustavně od roku 1995 v celé síti SŽDC, s. o. (dříve ČD; pro oblast JhZD od roku 1981), především pak pro trakční transformátory AC trakce 1-fázové 110/27 kV a DC trakce 3-fázové 22/3 kV. Podle potřeby i pro ostatní transformátory.

Diagnostika je zaměřena na oblasti **tepelně-oxidačního zestárnutí olejové náplně** a **navlhnutí elektroizolačního systému transformátoru** s cílem následné optimalizace provozní údržby.

4.1 Diagnostika tepelně-oxidačního zestárnutí olejové náplně

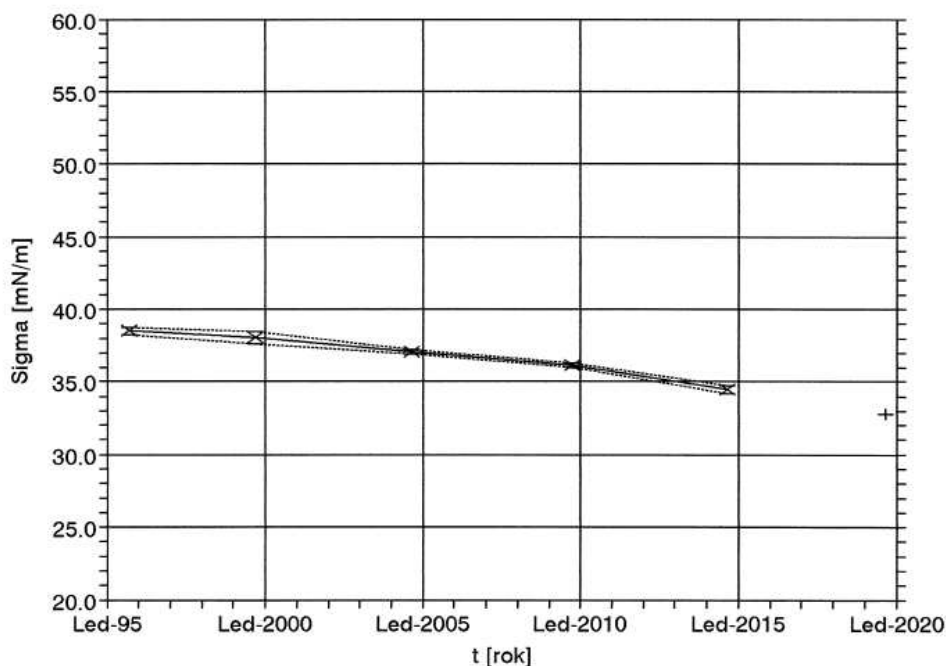
Diagnostika oleje z hlediska jeho zestárnutí (zejména v poslední třetině jeho životnosti) je nutná s ohledem na prodloužení životnosti transformátoru jako celku. Jak již bylo uvedeno, z celého transformátoru má olej obecně nejnižší životnost. Po vyčerpání životnosti oleje, když následně nedojde k jeho výměně za nový či zregenerovaný, olej přestane plnit funkci chladicí a naopak začne vinutí transformátoru tepelně izolovat pomocí vypadlých pevných kalů z oleje.

Při diagnostice prováděné Zkušebnou DE-1 je nejprve stanoveno **Mezipovrchové napětí na rozhraní voda-olej σ [mN/m]** - kapkovou metodou (v rámci této veličiny je stanovena i hustota oleje ρ [kg/m³]). Tato veličina velmi citlivě **indikuje stupeň tepelně-oxidačního zestárnutí oleje**. Dosahuje hodnot od 25 mN/m (velmi zestárlé oleje s ukončenou životností) až do 60 mN/m (špičkové nové oleje).

Zkušebna DE-1 stanovuje hodnotu této veličiny s vyšší přesností než obecně dosahují jiné laboratoře, což ovšem vyžaduje vyšší pracnost. Požadavek na vyšší přesnost je dán nejen charakterem provozu transformátorů v trakčních napájecích stanicích SŽDC, s. o., ale i jejich konstrukcí, např. vysoká krátkodobá přetížitelnost a tudíž předimenzování. Trakční transformátory jsou průměrně zatěžovány na 30 % na rozdíl od transformátorů v energetice (např. ČEZ aj.), které jsou zatěžovány obecně na cca 75 %. Z tohoto důvodu jsou méně tepelně namáhány, tedy pomaleji stárnou (a to celý izolační systém olej-papír). V konečném důsledku např. pokles σ o 3 mN/m reprezentuje v energetice 1 rok provozu, u SŽDC, s. o. však 9 let. Zatímco tedy v energetice stanovují σ s přesností 1 mN/m, my potřebujeme dosáhnout přesnosti 0,1 mN/m – viz obr. 1.

Průběh mezipovrchového napětí Sigma [mN/m]

$$\text{Sigma} = f(t)$$



Dat. odběru: 27.08.2014

Legenda:

x ... Sigma [mN/m]

- ... +/- 2s [mN/m]

+ ..násl.odb. 2019

Poznámka:

Sigma = 34.5 mN/m

Koeficient stárnutí: **Ks = 0.34 mN/m za 1 rok**

Rozpustné kaly: ---

Výrobní číslo: xxx

Rok výroby: 1983

Obrázek 1: Typický průběh mezipovrchového napětí v čase - lineární; malá směrodatná odchylka s (3-fázový trakční transformátor 22/3 kV)

Zdroj: autor

Pokud je olej již velmi zestárlý - v našich podmínkách pod 30 mN/m, provádí Zkušebna DE-1 zkoušku na přítomnost tzv. **rozpustných kalů** pomocí N-heptanu. Rozpustné kaly **indikují zestárnutí oleje** téměř na samé hranici životnosti

(v energetice olej s již ukončenou životností) - **těsně před vypadnutím pevných kalů**. V případě pozitivního nálezu (od 29 mN/m, konkrétní hranice závisí na druhu oleje) je provozovateli doporučena výměna oleje (či regenerace) s případnou revizí transformátoru v dohledné době. Na základě již provedených námi doporučených revizí transformátorů víme, že při 3. stupni rozpustných kalů ještě pevné kaly nevypadávají (energetika rozlišuje pouze kvalitativně ano/ne, Zkušebna DE-1 i kvantitativně desetistupňovou škálou).

Případná výměna oleje po vypadnutí pevných kalů, ale ještě před havárií transformátoru, je nerentabilní (obecně následuje šrotace transformátoru), neboť vypadlé kaly nelze odstranit, takže na novou olejovou náplň působí silně katalyticky, čímž ji enormně degradují. Navíc jsou kaly i v papírové izolaci, kterou rozkládají. V úvahu připadá pouze celková generální oprava s výměnou vinutí, která je však málo rentabilní vzhledem k celkové ekonomické rozvaze při porovnání ztrát v magnetickém obvodu (neorientované plechy) apod. Možnost použití speciálních olejů typu Regenol s cílem odstranit již vypadlé pevné kaly z transformátoru nedoporučujeme vzhledem k jejich agresivitě vůči celému transformátoru, tedy nejen k pevným kalům; navíc - může být v transformátoru pouze 1 rok při ceně odpovídající novému oleji.

4.2 Diagnostika navlhnutí elektroizolačního systému transformátoru

Voda v izolačním systému olej-papír urychluje degradaci (tj. působí katalyticky) jak papírové izolace, tak i oleje a také snižuje mechanickou pevnost papíru zejména při vyšším obsahu. Např. při obsahu vody v papíru nad 3 %, rapidně klesá pevnost papírové izolace - až stokrát rychleji než ve vysušeném stavu. Dále snižuje elektroizolační vlastnosti oleje. Tím silně omezuje, až znemožňuje jednu ze dvou základních funkcí oleje, tj. elektroizolační. Akutní nebezpečí hrozí zejména při rychlém ohřevu transformátoru, kdy se nestačí vytvořit rovnovážný stav a voda přechází z papírového vinutí, kde byla deponována přímo do 3. fáze (viz dále), tj. vysráží se na vinutí, kde způsobí přímo zkrat - viz havárie přístrojových transformátorů za letních odpolední.

Při diagnostice prováděné Zkušebnou DE-1 se stanovuje **Průrazné napětí U_p [kV] oleje** dle ČSN EN 60156 – viz obr. 2.



Obrázek 2: Automatická zkušební komora průrazného napětí izolačních olejů
BAUR DTA 100 EE

Zdroj: autor

Měření této veličiny požaduje i ČSN EN 60422 ed. 2 (periodické zkoušky). Tato veličina indikuje přítomnost vody (zejména tzv. emulgované), mechanických částic a rozpuštěných plynů v oleji. V transformátorech dosahuje hodnot od 15 kV (nevyhovující elektroizolační vlastnosti) až do 90 kV (špičkové elektroizolační vlastnosti). V rámci této veličiny je stanoven vizuálně i **vzhled** oleje, např. tzv. vypadlá voda, mechanické nečistoty apod.

U_p charakterizuje elektroizolační vlastnosti oleje. V transformátorech SŽDC, s.o. je U_p ovlivněno především emulgovanou vodou. Voda se do transformátoru dostane jednak ze vzdušné vlhkosti (přístup této vody omezuje suchý SILIKAGEL), jednak vzniká přímo uvnitř transformátoru jako tzv. reakční voda při procesu stárnutí (tedy i hermetizované transformátory navlhají).

Pokud budeme suchý olej nasycovat vodou, postupně se v oleji vyskytne ve 3 fázích:

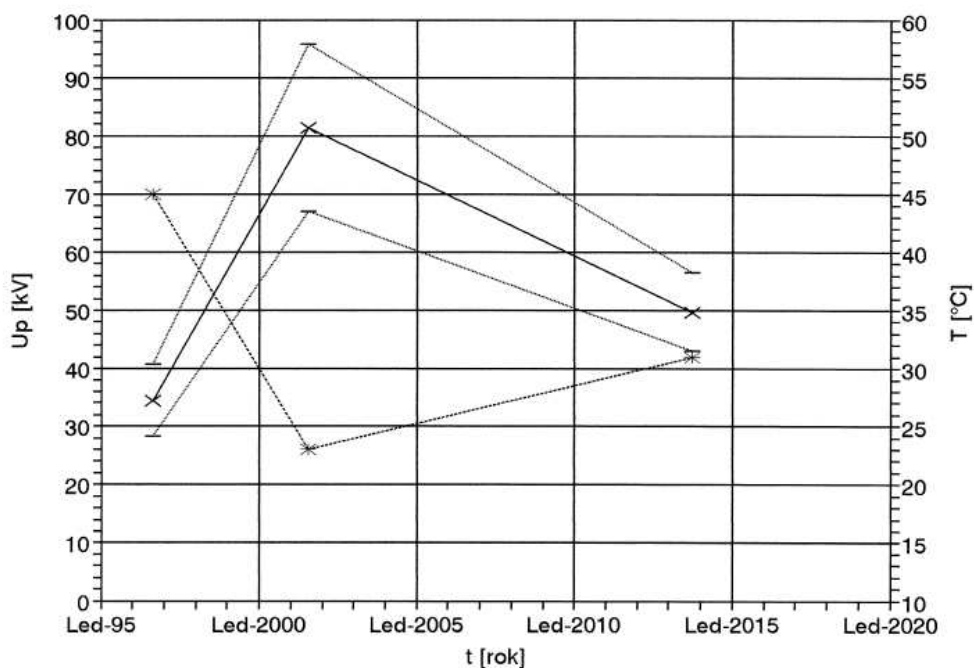
1. fáze: voda rozpuštěná (též chemicky vázaná). Téměř neovlivňuje U_p . Při teplotě $T = 20\text{ °C}$ jí může být v oleji 20 ppm až 40 ppm. Paradoxně čím více je olej zestárlý, tím více je schopen rozpuštěné vody absorbovat.
2. fáze: **voda emulgovaná. Výrazně ovlivňuje U_p .** Při teplotě $T = 20\text{ °C}$ jí může být v oleji 20 ppm až 100 ppm.
3. fáze: voda vypadlá. Voda, kterou již olej není schopen absorbovat, jež vypadne ve formě viditelných kapek na dno nádoby.

Pokud je však transformátor, resp. jeho elektroizolační systém olej-papír velmi navlhlý, je cca 98 % z celkové vody obsaženo v papíru (papír může absorbovat až 10 % vody své hmotnosti), nikoliv v oleji. Např. transformátor o výkonu $P = 10$ MVA, napětí $U_1/U_2 = 110/27$ kV, hmotnosti oleje $m = 10$ t, hmotnosti papírové izolace $m = 500$ kg. Pak v případě zcela navlhlého transformátoru bude v papírové izolaci 50 kg vody, ale v oleji jen 1 kg!

Je však nutno si uvědomit důležitou, mnohdy opomíjenou, teplotní závislost rozložení vody v elektroizolačním systému transformátoru v rovnovážném stavu. Platí totiž, že při vysoké teplotě systému (v podmínkách SŽDC, s. o. silně od 40 °C) papír vodu ze sebe uvolňuje a olej ji absorbuje; při nízké teplotě je tomu naopak – viz obr. 3.

Průběh průrazného napětí U_p [kV]

$$U_p = f(t)$$



Dat. odběru: 23.09.2013

$U_p = 49.7$ kV

Legenda:

$T = 31$ °C

x ... U_p [kV]

-- ... +/- s [kV] (tj. +/- v)

Výrobní číslo: xxx

* ... T [°C]

Rok výroby: 1984

Obrázek 3: Výrazná závislost U_p na teplotě transformátoru při odběru oleje (3-fázový trakční transformátor 22/3 kV)

Zdroj: autor

Z tohoto důvodu je teplota transformátoru při odběru oleje klíčová, neboť bez uvedení teploty hodnota U_p nemá vypovídající hodnotu, ukazuje pouze momentální stav oleje bez vztahu k celkovému možnému rozložení vody v celém elektroizolačním systému transformátoru. Tzn., že např. u navlhělého transformátoru bude hodnota

U_p při teplotě 0 °C (zimní odběr) vysoká (vyhovující), avšak při teplotě 45 °C (letní odběr) nízká (nevyhovující), vzhledem k přesunu vody z papíru do oleje.

Lze diagnostikovat dva krajní stavy:

1. stav - teplota při odběru je vysoká a hodnota U_p je též vysoká, transformátor je suchý a elektroizolační schopnost oleje vyhovující.
2. stav - teplota při odběru je nízká a hodnota U_p je též nízká, transformátor je velmi navlhlý (pokud U_p silně neovlivněno mechanickými nečistotami a/nebo rozpuštěnými plyny).

Ostatní stavy lze jen odhadovat.

Vysušený transformátor obsahuje do 2 % vody v papírové izolaci, provozovaný do 4 %, 6 % a více vody je v energetice považováno za havarijní stav. U ČD se vyskytovaly případy i s až 8 % vody (revidované transformátory).

Vzhledem k celkovému negativnímu působení vody v transformátoru, je nutné její obsah snižovat. Toho lze dosáhnout za provozu nejlépe pomocí vysoušeče s vymrazovací sondou. Tento vysoušeč účinně snižuje obsah vody v papíru prostřednictvím olejové náplně transformátoru bez jeho negativního působení na elektroizolační systém olej-papír zejména při teplotě transformátoru vyšší než 35 °C a to s malými provozními náklady (příkon 0,5 kW).

Závěr

Zkušebna DE-1 provádí diagnostiku a profylaktiku trakčních transformátorů SŽDC, s. o. s cílem optimalizovat jejich údržbu, a tím dosáhnout požadované životnosti s bezporuchovým provozem. Jedná se zejména o objektivní doporučení výměny, resp. regenerace zestárlé olejové náplně s případnou revizí transformátoru a sušení navlhlého elektroizolačního systému transformátoru.

Využití diagnostiky, prováděné Zkušebnou DE-1, k optimalizaci údržby transformátorů přináší značné ekonomické úspory jejich provozovatelům a v konečném důsledku tedy celé SŽDC, s. o.

Seznam zkratk

AC	– střídavý/á
ČD	– České dráhy, a.s.
ČEZ	– ČEZ Distribuce, a.s.
DC	– stejnosměrný/á
JhZD	– Jihozápadní dráha Československých státních drah
ppm	– parts per milion; jedna miliontina, řád 1×10^{-6} , např. g/t nebo mg/kg
SŽDC, s. o.	– Správa železniční dopravní cesty, státní organizace
TÚDC	– Technická ústředna dopravní cesty
vn	– vysoké napětí
vnv	– velmi vysoké napětí

Seznam použitých informačních zdrojů

1. ČSN EN 60156 (34 6716):1998 *Izolační kapaliny - Stanovení průrazného napětí při síťovém kmitočtu - Zkušební metoda.*
2. ČSN EN 60422 ed. 2 (34 6739):2013 *Minerální izolační oleje v elektrických zařízeních – Návod pro kontrolu a údržbu.*
3. Doc. ing. ONDRŮŠEK, Čestmír, CSc. Problematika oprav a revizí lokomotivních transformátorů. *Elektrotechnický magazín ETM*, 1999, roč. 9, č. 1, s. 11 – 13. ISSN – 1210-5422.
4. SKÁLA, Maxmilián. *Transformátory pro trakční účely.* Praha: Nakladatelství dopravy a spojů, 1966. 160 s. OD 31-043-66 05-94.
5. Ing. BARTÁK, Alexandr, CSc. – Ing. VAŘÁK, Jan – NEUMANN, Jacek et al. *Diagnostika poruch izolací elektrických strojů.* Praha: SNTL – Nakladatelství technické literatury, 1984. 256 s. 04-523-84 05/35.

Praha, březen 2016

Lektorovali:

Ing. Jiří Brázdil, Ph.D., MBA

Znalec v oboru elektroenergetika zapsaný u Rozhodčího soudu při Českomoravské komoditní burze Kladno

Ing. Jaroslav Kubalík, Ph.D.

Hlavní technik oddělení metrologie a zkušeben ČEZ Distribuční služby, s.r.o., člen výboru Asociace zkušeben vn