Broj rada: R1-11
DOI:10.46793/CIRED2026.R1-11_125

STUDIJA SLUČAJA PRAVOVREMENE DIJAGNOSTIKE KVARA ENERGETSKOG TRANSFORMATORA 110/21/10,5 KV

A CASE STUDY ON TIMELY FAULT DIAGNOSIS OF A 110/21/10,5 KV POWER TRANSFORMER

Dragana DELIĆ[1], Elektroprenos-Elektroprijenos BiH, Operativno područje Banja Luka
Dubravko POLETAN[2], Elektroprenos-Elektroprijenos BiH, Operativno područje Banja Luka
Duško MILIJEVIĆ[3], Elektroprenos-Elektroprijenos BiH, Operativno područje Banja Luka

KRATAK SADRŽAJ

Energetski transformator, najznačajniji i najvrijedniji dio transformatorske stanice (TS) mora biti pouzdan u toku eksploatacije. Pouzdanost energetskog transformatora u velikoj mjeri zavisi od redovnog i kvalitetnog održavanja, kao i od kontinuiranog nadzora radnih parametara, jer se pravovremenim otkrivanjem i otklanjanjem nepravilnosti sprječava ubrzano starenje izolacije i pojava ozbiljnih kvarova. Redovnim ispitivanjem energetskog transformatora 110/21/10,5 kV 20 MVA u TS Prnjavor, koje je u vlasništvu Elektroprenosa BiH, TJ Banja Luka, otkriven je povećan otpor namotaja na sekundaru transformatora u fazi A, što je ukazivalo na moguće loše kontakte, oštećenja provodnika ili početno termičko degradiranje, te zahtjevalo detaljniju dijagnostiku i pravovremenu intervenciju radi sprječavanja trajnog kvara transformatora. U radu je detaljno prikazan i opisan postupak od pravovremenog pronalaska problema kroz redovna ispitivanja, preko detaljne dijagnostike i otvaranja transformatora, do pronalska uzroka i otklanjanja problema, s ciljem puštanja transformatora u pogon. Iako složen i rizičan postupak, otvaranje transformatora i vađenje aktivnog dijela je dovelo do identifikacije oštećenja unutar samog transformatora, tačnije uočeno je nagorjevanje provodnika na izlazu iz namotaja, što je direktan uzročnik povećanog otpora te potencijalnog kvara transformatora.

Ključne reči: aktivni dio transformatora, hromatografska analiza gasova otopljenih u transformatorskom ulju kvar, P/F provodnik 185 mm^2

ABSTRACT

The power transformer, as the most important and most valuable component of a transformer substation, must be reliable during operation. The reliability of a power transformer largely depends on regular and high-quality maintenance, as well as continuous monitoring of operating parameters, since the timely detection and elimination of irregularities prevents accelerated insulation aging and the occurrrence of serious failures. During routine testing of a 110/21/10,5 kV, 20 MVA power transformer at TS Prnjavor, owned by Elektroprenos BiH, TJ Banja Luka, an increased winding resistance was detected on the transformer secondary side in phase A. This indicated possible poor contacts, conductor damage, or the onset of thermal degradation, and required detailed diagnostics and timely intervention in order to prevent

[1] Dragana Delić, dragana.delic@elprenos.ba [2] Dubravko Poletan, dubravko.poletan@elprenos.ba [3] Duško Milijević, dusko.milijevic@elprenos.ba

permanent transformer failure. This paper presents and describes in detail the procedure from the timely detection in detail the procedure from the timely detection of the problem through routine testing, followed by detailed diagnostics and transformer opening, to the identification of the cause and elimination of the problem, with the aim of returning the transformer to operation. Although complex and risky, the process of opening the transformer and removing the active part led to the identification od damage within the transformer itself. Therefore, overheating of the conductor at the winding outlet was observed, which was identified as the direct cause of the increased resistance and a potential transformer failure.

Keywords: Dissolved gas analysis (DGA) in transformer oil, Fault, P/F conductor 185 mm2, Transformer active part

1 UVOD

Transformatorska stanica (TS) Prnjavor 110/20 kV je objekat opšteg društvenog interesa, a od posebne važnosti je za napajanje električnom energijom šireg područja opštine Prnjavor. TS Prnjavor ima dvije transformatorske jedinice T10 110/21/10,5 kV, 20 MVA i T20 110/21/10,5 kV, 20 MVA. Međutim, u periodima vršnog opterećenja dolazi do porasta konzuma električne energije u ovoj TS (>20 MVA), pri čemu pojedinačni transformator ne može obezbjediti adekvatno napajanje, zbog čega je neophodno angažovanje dva funkcionalna transformatora. U opštem slučaju, na granici prenosne i distributivne mreže mora biti ispunjen kriterijum (n-1).

2 VEZA TS PRNJAVOR 110/20 KV SA SUSJEDNIM OBJEKTIMA

TS Prnjavor je povezana sa susjednim objektom TS Derventa 110/35/10 kV preko dalekovoda DV 110 kV Prnjavor – Derventa i sa TS Ukrina 110/20 kV preko dalekovoda DV 110 kV Prnjavor – Ukrina. TS Prnjavor se sastoji od postrojenja 110 kV i komandno-pogonske zgrade sa postrojenjem 20 kV. Postrojenje 110 kV ima jedan sistem sabirnica presjeka Ø 100/88 mm^2, a sastoji se od dva dalekovodna polja i to: polja DV 110 kV Derventa i DV 110 kV Ukrina, kao i od dva transformatorska polja i to: transformatorsko polje 110 kV transformatora 1 (T10) i transformatorsko polje 110 kV transformatora 2 (T20) i mjernog polja 110 kV.

2.1 Redovno održavanje transformatorske stanice

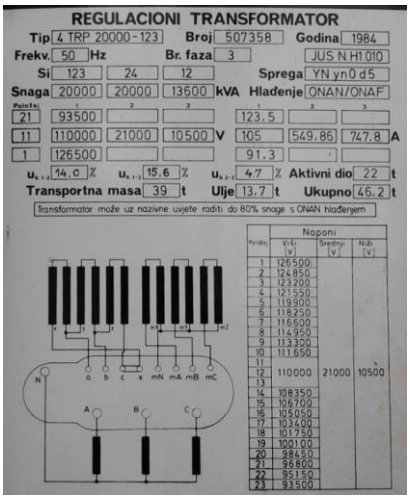
Redovno održavanje TS podrazumijeva skup planiranih aktivnosti kojima se obezbjeđuje siguran, pouzdan i dugotrajan rad opreme. To uključuje pregled, ispitivanje, reviziju i remont svih ključnih dijelova transformatorske stanice (transformatori, prekidači, rastavljači, izolatori) i primarni je posao službi za održavanje. U sklopu redovnih električnih ispitivanja transformatora koja podrazumijevaju ispitivanje otpora izolacije, faktora dielektričnih gubitaka transformatora i provodnih izolatora 110 kV, prenosnog odnosa transformacije, struje magnećenja, ispitivanje dielektrične čvrstoće transformatorskog ulja i otpora namotaja utvrđeno je da otpor namotaja sekundarne strane transformatora T10 (20 kV) u fazi A odstupa od nominalnog oko 11% u odnosu na ostale dvije faze. Takvi rezultati su bili alarm za dalju analizu stanja transformatora. Mjerenje odnosa transformacije, struje magnećenja i otpora namotaja obavlja se na svake četiri godine. Mjerenje otpora izolacije, faktora dielektričnih gubitaka transformatora i 110 kV provodnih izolatora se obavlja svake dvije godine, a ispitivanje dielektrične čvrstoće transformatorskog ulja treba obavljati svake godine. Pored toga svake dvije godine se transformatorsko ulje iz 110 kV transformatora šalje u hemijsku laboratoriju na detaljniju analizu fizičko-hemijskih i električnih karakteristika (FHE analiza), kao i na gasno-hromatografsku analizu gasova rastvorenih u ulju (GH analiza) [1].

Analiza FHE odgovara na pitanje koliko je ulje degradiralo tokom godina eksploatacije i da li je još uvijek dobar izolator ili ga treba regenerisati ili eventualno mijenjati. Ali, za ovaj slučaj je bitnija GH analiza koja govori da li ima gasova u ulju koji nastaju kao produkt razlaganja ulja usljed pojave visokih temperatura ili parcijalnih pražnjenja u transformatoru. Može se reći da je GH analiza krvna slika cjelokupnog energetskog transformatora koja govori o stanju pojedinih organa (namotaja, magnetnog kola, papirne izolacije).

2.2. Dijagnostika kvara energetskog transformatora T10 110/21/10,5 kV

Nakon utvrđivanja povećanog otpora namotaja u fazi A izvršena je detaljna analiza njegovih mogućih uzroka. Prvobitno je izvršeno termovizijsko snimanje provodnih izolatora 20 kV ali nisu primjećene povišene temperature faze A u odnosu na druge dvije faze. Hromatografska analiza gasova otopljenih u transformatorskom ulju, koja je pokazatelj unutrašnjeg statusa transformatora, bila je uredna. U sljedećem koraku je izvršeno mjerenje prelaznog otpora na dostupnim spojevima u transformatoru prije namotaja, što je ukazivalo da je problem na provodnom dijelu unutar transformatora prema namotaju. Sprovodeći prethodne postupke i mjerenja došlo se do zaključka da je neophodni izvršiti direktan pristup aktivnom dijelu transformatora, radi konačne dijagnostike i sanacije.

Prije početka radova, neophodno je bilo isključiti transformator iz pogona, propisno ga uzemljiti i osigurati od ponovnog uključenja, čime su zadovoljene osnovne odredbe Zakona o zaštiti na radu. Natpisna pločica predmetnog transformatora i njegovi nominalni podaci su prikazani na Slici 1.



Slika 1 - Natpisna pločica transformatora T10 110/21/10,5 kV

Nakon dovođenja transformatora T10 110/21/10,5 kV u beznaponsko stanje, ispuštanja cca 500 l transformatorskog ulja iz kotla u odgovarajuće rezervoare, uz obavezno uzorkovanje i analizu ulja radi procjene njegovog stanja, demontaže provodnog izolatora na sekundarnoj strani transformatora 20 kV u fazi A, primjećeno je da je spoj provodne šipke sa Cu užetom nerastavljiv i izveden postupkom zavarivanja, bez upotrebe vijčanih elemenata (Slika 2). Mjerenje je vršeno metodom istosmjerne struje od 100 A primjenom mikroommetra RMO-G priključenjem između priključnog bolcna i drugog najdaljeg dostupnog dijela provodnika u transformatoru. Na osnovu rezultata izvršenih mjerenja prelaznog otpora na mjernom mjestu transformatora utvrđeno je da izmjerene vrijednosti ne odstupaju od referentnih, te da ispitivani spoj ne pokazuje znakove povećanog kontaktnog otpora. Sa tim saznanjima došlo se do

konstatacije da uzrok uočenog kvara nije lociran na mjernom mjestu, već se s velikom vjerovatnoćom nalazi dublje unutar transformatora, u dijelovima koji nisu bili obuhvaćeni predmetnim ispitivanjem. Slijedom toga, za konačnu identifikaciju i otklanjanje kvara, neophodno je bilo upuštanje u proces otvaranja transformatora i podizanja aktivnog dijela sa nadom da će dio na kojem postoji problem biti pristupačan, jer u suprotnom ovakvi zahvati ne bi bili mogući na licu mjesta.



Slika 2 – Strujni provodni spoj

Tabela I – Mjerenje otpora namotaja po fazama na 20 kV strani pri trenutnoj temperaturi i vrijednosti preračunate na referentnu temperaturu od 75 ^{0}C

	mA - mN [mΩ]		**mB - mN [mΩ]**		**mC - mN [mΩ]**	
2023	41,98	46,65	38,65	42,96	38,53	42,81
	Odstupanje sekundara u fazi A9 %					
2024	**mA - mN [mΩ]**		**mB - mN [mΩ]**		**mC - mN [mΩ]**	
	41,54	49,35	37,69	44,78	37,57	44,64
	Odstupanje sekundara u fazi A11 %					
2025	**mA - mN [mΩ]**		**mB - mN [mΩ]**		**mC - mN [mΩ]**	
	37,45	45,90	37,09	45,46	36,99	45,34
	Odstupanje sekundara u fazi A1,2 %					
2025	**mA - mN [mΩ]**		**mB - mN [mΩ]**		**mC - mN [mΩ]**	
	39,16	43,05	38,68	42,53	38,53	42,57
	Odstupanje sekundara u fazi A1,6 %					

Na osnovu Tabele I i mjerenja otpora namotaja faze A (mjerenje otpora faze prema zvjezdištu) prije sanacije (2023. i 2024. godine), uočavaju se značajna odstupanja u odnosu na druge dvije faze, koja ukazuju na povećan otpor namotaja transformatora, odnosno loše kontaktno mjesto u provodnom sistemu, i premašuje dozvoljenu toleranciju. Takve promjene u otporu namotaja transformatora nisu u korelaciji sa GH analizom rastvorenih gasova u ulju. Inače, povećana koncentracija gasova rastvorenih u ulju je tipičan indikator unutrašnjih kvarova, poput lokalnih pregrijavanja ili parcijalnih pražnjenja, što ovdje nije bio slučaj. Uredna GH analiza gasova rastvorenih u ulju, u predmetnom slučaju predstavlja otežavajući faktor u dijagnostifikovanju problema u transformatoru, tj. daje lažnu sliku nepostojanja problema.

Takođe, ovakva asimetrija otpora namotaja direktno utiče na povećanje gubitaka snage u toj fazi ($P = I^2 \cdot R\,[W]$ [2]).

Povećanje otpora je linearno povezano sa povećanjem gubitaka. Povećanje otpora direktno utiče na porast bakarnih gubitaka i lokalno zagrijavanje, što ubrzava starenje izolacije i smanjuje radni vijek transformatora [3].

Za nazivnu snagu transformatora od 20 MVA, struja na strani 20 kV iznosi:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{20 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 10^3} \approx 550\ [A]$$

što dalje prouzrokuje gubitke snage po fazi:

$$P = 550^2 \cdot 3,45 \cdot 10^{-3} \approx 1\ [kW]$$

Shodno prethodnom, dolazimo do tačkastog mjesta gdje energija može napraviti značajna oštećenja na provodnom i izolacionom sistemu.

Ova vrijednost predstavlja dodatni gubitak energije uzrokovan degradacijom, koji se nadovezuje na osnovne gubitke transformatora. Pored energetskog aspekta, povećani gubici u fazi A uzrokuju:

- ✓ lokalno povećanje temperature (hot-spot);
- ✓ dodatno povećanje otpora (temperaturna zavisnost);
- ✓ dalji rast gubitaka (pozitivna povratna sprega).

Ovakav proces dovodi do ubrzanog starenja izolacije, pri čemu i relativno mali porast temperature cjelokupnog transformatora može značajno skratiti životni vijek transformatora. Iako su inicijalni dodatni gubici relativno mali, njihov dugoročni efekat, zajedno sa termičkim opterećenjem, doveo bi do progresivne degradacije i povećao vjerovatnoću otkaza transformatora.

3 INTERNA INSPEKCIJA I SANACIJA KVARA UNUTAR TRANSFORMATORA

Postupak otvaranja transformatora i vađenja aktivnog dijela predstavlja složen i visokorizičan tehnološki zahvat koji se izvodi uz primjenu odgovarajućih zaštitnih sredstava i u kontrolisanim uslovima. Radovi na dijagnostici, demontaži i sanaciji transformatora izvedeni su od strane stručnog osoblja sa višegodišnjim iskustvom u održavanju visokonaponske opreme, uz primjenu propisanih tehničkih i sigurnosnih procedura. U početnoj fazi neophodno je bilo ispustiti cca 2 t transformatorskog ulja iz kotla transformatora u odgovarajuće rezervoare. Nakon toga uslijedila je demontaža konzervatora, primarnih veza sa transformatora, prekinuto je napajanje motornog pogona regulacione preklopke, kao i svi pomoćni elementi koji su ometali pristup aktivnom dijelu.

Pomenuti zahvat na transformatoru se izvodi pomoću dizalice odgovarajuće nosivosti, vodeći računa o ravnomjernom podizanju kako bi se izbjegla mehanička oštećenja. Masa aktivnog dijela predmetnog transformatora je iznosila 25 t i na samom poklopcu transformatora su identifikovana četiri montažna otvora predviđena za prihvat kuke za manipulaciju. Kod transformatora T10 u TS Prnjavor aktivni dio se podiže zajedno sa poklopcem, čime se olakšano stiže do namotaja i magnetskog jezgra (Slika 3).



Slika 3 – Vađenje aktivnog dijela iz transformatora

Nakon vađenja, aktivni dio je postavljen na pripremljeno radno mjesto gdje je izvršen detaljan vizuelni pregled, dodatna ispitivanja i identifikacija eventualnih oštećenja ili kvarova. U ovoj fazi je lociran uzrok kvara koji nije bio dostupan bez vađenja aktivnog dijela tranformatora. Vizuelnim pregledom je utvrđeno lokalno pregrijavanje jednog provodnika na izlazu iz namotaja u fazi A prema provodnom izolatoru naponskog nivoa 20 kV, prikazano na slikama 4 i 5.





Slika 4 i Slika 5 – Lokalno pregrijavanje provodnika u transformatoru

Za rekonstrukciju provodnog sistema bilo je potrebno zamijeniti dio provodnika, kao i papirnu izolaciju na njemu. Iskorišten je licnasti provodnik P/F 185 mm^2, čija je izolacija na mjestu spoja uklonjena, a provodnik je mehanički učvršćen pomoću šrafova i odgovarajuće kleme. Na zamjenjenom dijelu provodnika korištena je originalna Cu čahura za gnječenje Cu užeta 185 mm^2, što je prikazano na Slici 6. Nakon zamjene dijela provodnika, a prije postavljanja izolacije, pristupilo se provjeri prelaznih otpora na novim spojevima i rezultati su bili uredni.



Slika 6 – Rekonstrukcija oštećenog provodnika u transformatoru

Zamijenjeni dio provodnika koji izlazi iz namotaja izolovan je papirnom izolacijom, koja u kombinaciji sa izolacionim transformatorskim uljem obezbeđuje potrebnu izolaciju pri visokim naponima. Provodnici koji izlaze iz namotaja i vode prema provodnim izolatorima naponskog nivoa 20 kV svih faza međusobno su povezani i dodatno učvršćeni vezivnim kanapom. Zbog nemogućnosti primjene na terenu standardne impregnisane papirne izolacije, postavljen je elektroizolacijski laminat kao međufazna izolacija, kako bi se osiguralo potrebno dielektrično odstojanje i spriječilo približavanje provodnika, što je prikazano na slici 7.



Slika 7 – Aktivni dio transformatora nakon rekonstrukcije oštećenog provodnika

Kompletan postupak mjerenja otpora namotaja transformatora je ponovljen (Tabela I – 2025.godina), direktnim priključenjem mjernog uređaja na bolcn. Dobijeni rezultati otpora namotaja su odstupali za približno 1% u odnosu na preostale dvije faze U skladu sa principima mjerenja električnog otpora i preporukama za ispitivanje energetskih transformatora, ovakav nivo odstupanja smatra se tehnički prihvatljivim kod starijih energetskih transformatora. Rezultat od 1% može biti posljedica temperaturnih varijacija tokom mjerenja, tolerancije mjernog instrumenta kao i kontaktnih prelaznih otpora na priključnim tačkama. S obzirom da je odstupanje otpora namotaja između faza značajno smanjeno nakon izvedenih radova na provodniku u transformatoru, moglo se zaključiti da više ne postoje ozbiljna oštećenja poput loših spojeva i lokalnih pregrijavanja koja bi uticala na homogenost otpora.
Dobijeni rezultati su ukazivali da transformator ponovo ispunjava osnovne uslove za siguran i pouzdan rad. Potreba za dodatnim intervencijama u ovom segmentu nije postojala.

Aktivni dio je vraćen u kotao transformatora, kao i transformatorsko ulje. Prije ponovnog punjenja transformatora, izvršena su ispitivanja probojnosti ulja i sadržaja vlage u ulju. Uzorci ulja, uzeti iz kotla transformatora i rezervoara u koje je bilo ispušteno transformatorsko ulje, pokazali su približno jednake vrijednosti. Probojni napon transformatorskog ulja je bio 66,7 kV, dok je sadržaj prisutne vlage u transformatorskom ulju bio 18,4 ppm, što je u dozvoljenim granicama [3].
Prilikom vraćanja transformatorskog ulja u energetski transformator, ono je dodatno obrađeno i osušeno, korištenjem specijalizovane opreme za obradu transformatorskog ulja.

4 MONTAŽA TRANSFORMATORA I PUŠTANJE U RAD

Nakon završenog složenog zahvata pristupilo se montaži opreme koju je bilo neophodno demontirati prije postupka izvođenja popravke. Obavljena su i sva dodatna ispitivanja prije puštanja u rad. Izvršeno je ispitivanje sistema izolacije, odnosa transformacije i provjera prenosnog odnosa. Takođe, izvršena je i laboratorijska analiza transformatorskog ulja, pri čemu su dobijeni rezultati pokazali da ulje zadovoljava propisane kriterijume i da je u dobrom stanju za dalju eksploataciju. Nekoliko sati nakon puštanja, kao i narednih dana, urađen je termovizijski pregled, ali nisu primjećene razlike temperature na 20 kV izvodima iz transformatora.

U narednom periodu, pa sve do danas, nastavljeno je kontinuirano praćenje stanja transformatora, pri čemu su svaka tri mjeseca vršene analize transformatorskog ulja i ispitivanje otpora namotaja. Rezultati ovih ispitivanja potvrdili su stabilan rad i ispravnost transformatora tokom čitavog posmatranog perioda.

Na osnovu uspješno realizovane sanacije predmetnog transformatora u TS Prnjavor, sličan pristup je primjenjen i na transformator u TS Gradiška 1, kao i na transformator u TS Banja Luka 4, sličnih karakteristika. S tim u vezi, potvrđena je ponovljivost i pouzdanost primjenjenih postupaka, čime je dodatno potvrđena njihova praktična vrijednost u održavanju elektroenergetskih postrojenja. Poseban značaj u realizaciji ovakvih zahvata ima stručno i adekvatno obučeno osoblje. Upravo ljudski faktor predstavlja ključni element u donošenju pravovremenih i ispravnih odluka, naročito u situacijama koje zahtjevaju kompleksne tehničke intervencije i direktno utiče na uspješno poslovanje firme. Ispunjenjem tog faktora ostvaruje se veća operativna efikasnost, smanjuju troškovi neplaniranih zastoja i kvarova, te održava stabilnim elektroenergetski sistem (EES).

5 ZAKLJUČAK

U radu su opisani postupci detekcije i sanacije kvara na energetskom transformatoru, čime je životni vijek energetskog transformatora značajno produžen. Izvedenom intervencijom, koja je rezultovala smanjenjem promjene otpornosti faznog namotaja transformatora sa 11% na prihvatljivih 1,2%, zaustavljen je dalji razvoj degradacionih procesa, koji uzrokuju oštećenja transformatora. Ekonomski efekti mogu se kvantifikovati produženjem životnog vijeka transformatora i povećanje sigurnosti snabdijevanja električnom energijom konzumnog područja, u dužem vremenskom periodu. Sigurno snabdijevanje električnom energijom i minimiziranje neplaniranih prekida u napajanju su veoma bitni sa aspekta tržišnog načina privređivanja u sektoru elektroprivrede. Pored toga potrebno je naglasiti da je opisanom sanacijom transformatora stvoren vremenski okvir za donošenje odluke, kojom bi se dugoročno planirala nabavka nove napojne jedinice, s obzirom na okolnosti i dužinu postupaka nabavke energetskih transformatora u današnjem vremenu. Sa aspekta eksploatacije i održavanja

dokazuje se da su određene mjere, poput redovnih električnih ispitivanja, hromatografske analize gasova rastvorenih u ulju i termovizijskog pregleda, kao i pravilno tumačenje rezultata ovih ispitivanja neophodne za predupređenje, pravovremeno otkrivanje i rješavanje kvarova u početnoj fazi. Na taj način se izbjegavaju teži kvarovi ili oštećenja, koja bi transformator dovela u stanje havarije, pri čemu eventualna sanacija u terenskim uslovima ne bi bila moguća. U tom slučaju postavilo bi se pitanje opravdanosti daljeg ulaganja u održavanje i korišćenje jedinice ove starosti, jer bi se remont transformatora morao obaviti u fabrici, što bi uzrokovalo dodatne troškove zbog višemjesečnog prekida rada, transporta i popravke transformatora.

LITERATURA

[1] Pravilnik o održavanju elemenata prenosne mreže:"Elektroprenos-Elektroprijenos BiH", 2006.godina
[2] Slobodan N.Vukosavić: „Električne mašine", 2010.godina
[3] International Elektrotechnical Commission - IEC 60076, 2011.godina