

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Gerards GAVRILOVS

**APVIENOTĀS EKSPLOATĀCIJAS PIEEJAS IZSTRĀDE
LIELJAUDAS TRANSFORMATORU TEHNISKĀ STĀVOKĻA
NOTEIKŠANAI**

Promocijas darba kopsavilkums

Rīga 2012

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte

Enerģētikas institūts

Elektrisko mašīnu un aparātu katedra

Gerards GAVRILOVS

Doktora studiju programmas „Enerģētika un elektrotehnika” doktorants

APVIENOTĀS EKSPLUATĀCIJAS PIEEJAS IZSTRĀDE LIELJAUDAS TRANSFORMATORU TEHNISKĀ STĀVOKĻA NOTEIKŠANAI

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskais vadītājs

Dr.habil.sc.ing., profesors

JĀNIS DIRBA

Zinātniskā darba konsultante

Dr.sc.ing., asoc. profesore

SANDRA VĪTOLIŅA

Rīga 2012

UDK 338.24 (075.8)
EI 710

Gavrilovs G. Apvienotās ekspluatācijas pieejas izstrāde
lieljaudas transformatoru tehniskā stāvokļa noteikšanai.
Promocijas darba kopsavilkums.-R.:RTU, 2012.-118 lpp.

Iespiests saskaņā ar Enerģētikas un elektrotehnikas
fakultātes Promocijas padomes "RTU P-14" 2012. gada
02.maija lēmumu, protokols Nr. 40.

Šis darbs izstrādāts ar Eiropas Sociālā fonda atbalstu projektā „Atbalsts RTU doktora studiju īstenošanai”.

ISBN 978-9934-10-315-5

**PROMOCIJAS DARBS
IZVIRZĪTS INŽENIERZINĀTŅU DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI
RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ**

Promocijas darbs inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2012.g. 25. Jūlijā plkst. 11:30 Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātē, Kronvalda bulvārī 1, 117. auditorijā.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Vadošais pētnieks, Dr. hab.Sc. ing., Vladislavs Pugačevs
Latvijas Zinātņu akadēmija (FEI), (Latvija)

Profesors, Dr. sc. ing., Jānis Gerhards
Rīgas Tehniskā universitāte (EEF), (Latvija)

Profesors, Dr., Žilvinas Bazaras
Kaunas University of Tehnology direktory Division of Panevežys (KTU), (Lietuva)

APSTIPRINĀJUMS

Apstiprinu, ka esmu izstrādājis doto promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai. Promocijas darbs nav iesniegts nevienā citā universitātē zinātniskā grāda iegūšanai.

Gerards Gavrilovs.....(Paraksts)

Datums:.....

Promocijas darbs ir uzrakstīts latviešu valodā, satur ievadu, 4 nodaļas, galvenos rezultātus un secinājumus, literatūras sarakstu, 41 zīmējumu un ilustrācijas, kopā 118 lappuses. Literatūras sarakstā ir 83 nosaukumi.

SATURS

Ievads	5
Promocijas darba tēmas aktualitāte.....	5
Pētījuma objekts, mērķi un uzdevumi.....	7
Promocijas darba zinātniskā novitāte	7
Pētījuma līdzekļi, metodes un ierobežojumi	8
Darba praktiskais pielietojums	8
Darba aprobācija	8
Autora publikācijas	9
Darba struktūra un apjoms	10
1. Lieljaudas transformatoru kompleksā diagnostika	11
2. Lieljaudas transformatoru ekspluatācijas pieejas	15
3. Lieljaudas transformatora tehniskā stāvokļa noteikšana un prognozēšana	21
4. Lieljaudas transformatoru tehniskā stāvokļa riska pakāpes noteikšana	33
Darba galvenie rezultāti un secinājumi	36
Izmantotās literatūras saraksts	37

IEVADS

Promocijas darba tēmas aktualitāte

Lieljaudas transformators (transformators) energosistēmā ir viens no galvenajiem elementiem, kas nosaka elektroapgādes drošumu. Tā spējas darboties ar noteiktu slodzi ir atkarīgas no atsevišķu mezglu stāvokļa un no tā, vai savlaicīgi tiek novērsti tādi defekti, kas var pāriet transformatora bojājumos. Lieljaudas transformatora atteice var izsaukt avāriju energosistēmā ar plaša mēroga sekām.

Viena no nozarēm augsta ekspluatācijas drošuma uzturēšanai mūsdienu apstākļos ir efektīvas tehniskā stāvokļa kontroles nodrošināšana strādājošām elektroiekārtām - transformatoriem. Lieljaudas transformatora tehniskā stāvokļa kontrole darbības un periodiskās apsekošanas laikā ietilpst profilaktisko pasākumu sastāvā tā darbības uzturēšanai. Darba laikā radušo defektu atklāšana to agrīnā stadijā, kad vēl nav radusies avārijas situācija, savlaicīga un pareiza lēmumu pieņemšana šo defektu likvidācijai nodrošina augstu gatavības koeficientu, samazina dīkstāves laiku un remonta izdevumus, pagarina iekārtu kalpošanas ilgumu.

Transformatoru drošums cieši saistīts ar to kalpošanas ilgumu. Šis laiks arī nosaka ar darba režīmiem saistītos pieļaujamus faktorus. Transformatoru atteicu līknes augošais raksturs pēc normatīvos [57, 77] paredzētā laika nostrādāšanas ir līdzīgs citu elektroiekārtu attiecīgajām līknēm [83]. Transformatoru svarīgākā īpatnība ir tā, ka to kalpošanas ilgumu galvenokārt nosaka papīra – eļļas izolācijas stāvoklis tās dabiskās novecošanas procesā un ārējo faktoru iedarbes.

Galvenais faktors, kas izsauc nepieciešamību forsēti izstrādāt transformatora stāvokļa kontroles metodes un līdzekļus, ir to ekspluatācijas problēmas ārpus normatīvos paredzētajiem kalpošanas laikiem. Vairumam transformatoru, kas atrodas ekspluatācijā, nominālais kalpošanas laiks ir beidzies vai tuvojas noslēgumam. Tāds stāvoklis īpaši brīvā tirgus apstākļos prasa veltīt lielu uzmanību transformatora summārā darbības laika palielināšanai, efektīvāk kontrolējot to tehnisko stāvokli un optimizējot profilaktiskos pasākumus [33].

Elektroapgādes uzņēmumu zaudējumi, kuri rodas elektroenerģijas apgādes pārtraukumu dēļ, aizņem nozīmīgu vietu uzņēmuma ekonomiskajos aprēķinos. Elektroenerģijas lietotāji pieprasa nepārtrauktu elektroenerģijas piegādi. Pēdējos desmit gados, pieprasījums pēc jaudas palielināšanas bija ļoti izteikts, tikai pēdējā laikā tā tendence ir nostabilizējusies, sakarā ar ekonomisko stāvokli mūsu valstī. Elektroapgādes sistēmas

uzlabošanai ir nepieciešamas lielas investīcijas, kas bieži vien ir ierobežotas. Neveicot investīcijas elektroapgādes tīklu modernizācijā, elektroapgādes tīkli tādējādi tiek pakļauti avārijas riskiem. Šādu sistēmu ekspluatācijai ir nepieciešama iekārtu izolācijas diagnostika, kas ļauj novērtēt sistēmas drošumu. Diagnostikas metodes, kuras var tikt lietotas, ir dažādas, taču ne visas ļauj iegūt informāciju, kas viennozīmīgi norāda uz cietās izolācijas novecošanu. Informācijas apjomam, kuru iegūst diagnostikas rezultātā, jābūt tādā, lai tas ļautu ne tikai novērtēt izolācijas stāvokli, bet arī prognozēt iekārtas kalpošanas ilgumu. Informācijai, kuru iegūst, veicot objekta diagnostiku, jābūt pilnīgai un nepārprotamai. Kompleksās diagnostikas metodei ir jādod pilnīgs priekšstats par pētāmo objektu, pretējā gadījumā objekta drošums netiek novērtēts pareizi, tādējādi ir jāpaaugstina lieljaudas transformatoru diagnostikas un tehniskā stāvokļa kontroles sistēmas efektivitāti. Nenoteiktību par pētāmā objekta attīstību nākotnē var samazināt, sagatavojot informāciju zinātniski pamatotu lēmumu pieņemšanai, analizējot iespējamās lēmumu īstenošanas sekas.

LR PSO (Latvijas Republikas Pārvades Sistēmas Operators) transformatoru parka esošā situācija un gadiem ilgi uzkrātā profesionālā pieredze norāda, ka daudzos gadījumos konkurences apstākļos transformatoru ekspluatācijas laika palielināšana par 20-30 gadiem ir izdevīgāka nekā to nomaiņa pret jauniem. Piemēram, Krievijā modernizācijas darbu gala izmaksas TRDN-40000/110 tipa transformatoram sastāda 30 - 40% no jaunā transformatora iegādes vērtības [83]. Tāpēc sagaidāms, ka tiks izstrādātas un ieviestas efektīvākas lieljaudas transformatoru kontroles un diagnostikas sistēmas ar mērķi pagarināt to kalpošanas laiku un nodrošināt nepieciešamo drošuma pakāpi, izmantojot prognozēšanas un tehniskā stāvokļa vadības stratēģiju (turpmāk tekstā - pieeju). Tāpēc ļoti būtiski atrast piemērotāko ekspluatācijas pieeju, ar kuru var iegūt tikpat labu rezultātu, kā pielietojot periodiskās pārbaudes un tādā veidā ietaupīt arī uzņēmuma līdzekļus [11,13].

Transformatora esošā tehniskā stāvokļa noteikšana un prognozēšana paliek arvien aktuālāka, jo LR PSO transformatora parka vidējais ekspluatācijas vecums uz 01.01.2012.g. ir 31 gads [65].

Ekonomiskā situācija, dotajā brīdī, var piespiest uzņēmumus ne tikai pagarināt transformatoru ekspluatācijas ilgumu, bet atsevišķos gadījumos pat arī palielināt to noslodzi un samazināt izmaksas.

Lieljaudas transformatoru tehniskā stāvokļa noteikšanas plaša spektra izskatīšana, ļauj pielietot dažādas ekspluatācijas metodoloģijas, vienlaicīgi izvēloties precīzāku un pielietojamāku mūsu valsts apstākļos ar iespēju tās kombinēt.

Pētījuma objekts, mērķi un uzdevumi

Promocijas darba pētījuma objekts ir LR PSO lieljaudas transformatori. Promocijas darba mērķi ir izstrādāt un piedāvāt tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) novērtēšanas metodi, pielietojot apvienoto ekspluatācijas pieeju ar optimizēto diagnostikas mērījumu apjomu. Kā arī pielietot tehniskā stāvokļa prognozēšanas un riska novērtēšanas metodes, lai noteiktu stāvokli dotajā brīdī un uz ekspluatācijas priekšdienām ar nolūku nodrošināt transformatora parka uzturēšanu un sniegt priekšlikumus atjaunošanai. Mērķu sasniegšanas procesā nepieciešams piesaistīt transformatoru komplekso diagnostiku.

Diagnostikas apsekošanas apjoms ir atkarīgs no apsekošanai izvirzītā konkrētā uzdevuma, lai noteiktu transformatora, kuram ir defekta stāvokļa pazīmes: funkcionālo stāvokli; tā turpmāko ekspluatācijas iespējamību bez reglamentēta remonta; remonta darbu apjomu, kas nepieciešami kalpošanas ilguma palielināšanai. Optimizētai diagnostikai izvirzītie uzdevumi ir sekojoši:

- nepieļaut līdzīgu atteižu atkārtēšanos tāda paša vai līdzīga tipa transformatoriem;
- noskaidrot iespējamus un neatgriezeniskos traucējumus;
- novērtēt iekārtas nodilumu pakāpi un piedāvāt iespējamus, veicamos iekārtas atjaunošanas darbus.

Pie pētījuma darba uzdevumiem tiek pieskaitīta transformatora atlikušā ekspluatācijas laika noteikšana, tehniskā stāvokļa noteikšanas algoritma un vērtēšanas kritēriju pielietošana, kā arī pielietojamās ekspluatācijas pieejas izvēle atbilstoši tehniskām iespējām, kas savukārt sastāv no apakšuzdevumiem:

- objekta būtības (tehniskā ziņā), īpatnību un defekta attīstības tendenču analīze,
- speciālistu viedokļu apkopošana par pētāmā lieljaudas transformatora attīstības (tehniskā stāvokļa uzlabošanas) iespējām,
- pieņemamo lēmumu seku zinātniski pamatota izvērtēšana.

Promocijas darba zinātniskā novitāte

Promocijas darbā tiek izstrādāta un praksē pielietota lieljaudas transformatoru ekspluatācijas apvienotā, un tādā veidā uzlabotā, pieeja Latvijas apstākļos, kura savukārt apvieno divu ekspluatācijas pieeju labākos risinājumus. Lielākoties uzmanība tiek vērsta periodiski veicamās (TBM) un pēc reālā stāvokļa noteikšanas (CBM) ekspluatācijas pieejas apvienošanai. Piedāvātā ekspluatācijas pieeja tiek uzskatīta par uzlabotu arī tāpēc, ka tajā papildus tiek optimizēts piedāvātās kompleksās diagnostikas apjoms un noteikts pārbaudes

algoritma pirmā etapa minimālais mērījumu apjoms. Lieljaudas transformatoru tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) novērtēšanas metodoloģijai izmantota reālā stāvokļa noteikšanas ekspluatācijas pieeja, kas savukārt tiek pielāgota LR PSO apstākļiem, nosacījumiem un ietilpst apvienotā un optimizētā diagnostikas algoritma sastāvā.

Pētījuma līdzekļi, metodes un ierobežojumi

Lieljaudas transformatoru tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) noteikšanas metodoloģija, zināmās transformatoru ekspluatācijas pieejas, tehniskā stāvokļa prognozēšanas un transformatoru darbības atteicu riska novērtēšanas metodoloģija, ir šī promocijas darba līdzekļi.

Darbā ir izmantota arī datu matemātiskā apstrāde ar MS Excel programmas palīdzību. Tā ļauj noskaidrot likumsakarību divu cietās izolācijas raksturojošo lielumu starpā.

Risku matricas pielietošana dod labu vizualizāciju risku sadalīšanai un to blakus orientēšanai, kas gala rezultātā tiek pielietots transformatora tehniskā stāvokļa noteikšanai un kontrolei.

Promocijas darba ierobežojumi ir daži lieljaudas transformatora cietās izolācijas tehniskā stāvokļa raksturojoši lielumi (izolācijas mērījumi (absorbcijas koeficients), transformatoru eļļas caursites spriegums, mitruma daudzums gan cietā izolācijā, gan transformatoru eļļā), jo atsevišķos gadījumos tie ir iegūti ar dažādu mērīšanas aparāturu, kas savukārt iespaido mērījumu rezultātus un diagnostikas izvērtēšanu kopumā.

Darba praktiskais pielietojums

Promocijas darbā izstrādātā apvienotā ekspluatācijas pieeja ar optimizēto diagnostikas kompleksu dot iespēju veikt esošā transformatoru parka kontroli ar atsevišķā lieljaudas transformatora tehniskā stāvokļa novērtēšanu ar nolūku prognozēt transformatoru atlikušo kalpošanas laiku un, uz šo balstoties, pieņemt lēmumus par lieljaudas transformatoru parka uzturēšanu un atjaunošanu.

Darba aprobācija

1. 2011 IEEE PES. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). Manchester, Great Britain, December 05-07, 2011. Ziņojums: "Technical Condition Asset Management of Power Transformers".
2. 52nd RTU International Scientific Conference. Power and Electrical Engineering. Riga, Latvia, October 13-14, 2011. Ziņojums: "Identification of Power Transformer's Failure and Risk Source".

3. International Conference TLM-2011 "Transformer Life Management", Hanover, Germany, June 06-07, 2011. Ziņojums: "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service. Interpretation of dissolved and free gases analysis".
4. IEEE PES PowerTech-Trondheim 2011. Trondheim, Norway, June 19-23, 2011. Ziņojums: "Power Transformer's Fault Prognosis".
5. IEEE IES CPE11. International student forum. Doctoral School of Energy and Geotechnology II. Tallinn, Estonia, June 03, 2011. Ziņojums: "Insulation oil treatment and its' necessity in power transformers".
6. IEEE IES CPE11, 7th International IEEE Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics, CPE 2011. Tallinn, Estonia, June 01-03, 2011. Ziņojums: „Useful Lifetime and Rational Replacement of Power Transformers”.
7. CWIEME, INDUCTICA 2011. Berlin, Germany, May 24, 2011. Ziņojums: „Distinction of Power Transformer's Solid Insulation and its' Impact on Conclusion of Technical Condition”.
8. ECT 2011. The 6th international conference on electrical and control technologies. Kaunas, Lithuania, May 5-6, 2011. Ziņojums: „Moisture presence in insulation oil. Oil degradation effect on solid insulation of electrical equipment”.
9. 10th International Symposium. Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering. Pärnu, Estonia, January 10-15, 2011. Ziņojums: „Power transformers diagnostic”.
10. 51st RTU International Scientific Conference. Riga, Latvia, Oktober 14-16, 2010. Ziņojums: „Measuring specificities of dissipation factor of electrical equipment in substations”.
11. The 5th International Conference on Electrical and Control Technologies. Kaunas, Lithuania, May 06-07, 2010. Ziņojums: „Technical condition and remaining lifetime assessment strategies of power transformers”.

Autora publikācijas

1. Gavrilovs G., Vitolina S., „Identification of Power Transformer's Failure and Risk Source,” RTU, The 52nd International Scientific Conference. Power and Electrical Engineering, October 2011, Riga, Latvia, p. 4.
2. Gavrilovs G., “Technical condition asset management of power transformers,” IEEE-PES ISGT Europe 2011 Manchester, p.5.
3. Gavrilovs G., Vitolina S., Borscevskis O., „Power Transformer's Fault Prognosis,” *in Proc. IEEE PES PowerTech 2011-Trondheim*, p. 7.
4. Gavrilovs G., Borscevskis O., “20kV Voltage Adaptation Problems in Urban Electrical Networks,” *in Proc. 7th International IEEE Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics. International Student Forum, Doctoral School of Energy and Geotechnology II, IEEE IES CPE11*, pp. 68-71.

5. Gavrilovs G., Borscevskis O., "Insulation oil treatment and its' necessity in power transformers," in *Proc. 7th International IEEE Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics. International Student Forum, Doctoral School of Energy and Geotechnology II*, IEEE IES CPE11, pp. 23-27.
6. Gavrilovs G., Borscevskis O., „Useful Lifetime and Rational Replacement of Power Transformers,” in *Proc. 7th International IEEE Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics*, IEEE IES CPE11, pp. 40-44.
7. Gavrilovs G., „Distinction of Power Transformer’s Solid Insulation and its’ Impact on Conclusion of Technical Condition,” conference material of CWIEME, INDUCTICA 2011, p. 8.
8. Gavrilovs G., „Moisture presence in insulation oil. Oil degradation effect on solid insulation of electrical equipment,” in *Proc. 2011 of The 6th International Conference on Electrical and Control Technologies ECT-2011*, pp. 272-275.
9. Gavrilovs G., O. Borscevskis, „Replacement of Power Transformers basis on Diagnostic Results and Load Forecasting,” in *Proc. of World Academy of Science, Engineering and Technology 2011*, WASET, year 7, issue 76, ISSN 2010-3778, pp. 181-186.
10. Gavrilovs G., O. Borscevskis, „Power transformers diagnostic,” in *Proc. of 10th International Symposium, Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering 2011*, pp.224-228.
11. Gavrilovs G., Vītoliņa S., „Measuring specificities of dissipation factor of electrical equipment in substations,” in *Proc. of 51th International Scientific Conference Power and Electrical Engineering 2010*, October 2011, Rīga, Latvia, pp. 91-95.
12. Gavrilovs G. „Lieljaudas transformatoru modernizācijas darbi un to efektivitāte” *Enerģētika un elektrotehnika. RTU zinātniskie raksti. 4. sērija, 28. sējums – Rīga: RTU, 2011.- 19-24 lpp.*
13. Gavrilovs G., Vītoliņa S., „Technical condition and remaining lifetime assessment strategies of power transformers,” in *Proc. 2010 of The 5th International Conference on Electrical and Control Technologies ECT-2010*, pp. 248-252.
14. Gavrilovs G., Vītoliņa S., „Solid insulation drying of 110 kV paper-oil instrument transformers”. *50th International Scientific Conference Power and Electrical Engineering*, Oktobris 2009, Rīga, Latvija. *RTU zinātniskie raksti. 4. sēr., Enerģētika un elektrotehnika. - 25. sēj. (2009), 35.-38. lpp.*
15. Gavrilovs G., Vītoliņa S., „Lieljaudas transformatoru ekspluatācijas stratēģiju attīstības tendences”, *Enerģija un pasaule (EP)*, izdots 2009/9, 9. lpp.

Darba struktūra un apjoms

Promocijas darbs satur ievadu, 4 nodaļas, kā arī darba galvenos rezultātus un secinājumus, kā arī izmantotās literatūras sarakstu, kurā iekļauts 83 literatūras avots. Darba kopējais apjoms ir 118 lappuses. Darbā iekļautas 41 attēli un 27 tabulas.

1. LIELJAUDAS TRANSFORMATORU KOMPLEKSĀ DIAGNOSTIKA

Pirmajā nodaļā aplūkots lieljaudas transformatoru kompleksās diagnostikas mērījumu apjoms un tā pielietošanas pamatojums ar ekonomisko lietderīgumu un efektivitāti. Tiek veikts detalizēts kompleksās diagnostikas pamatposmu izklāsts un tehniskā stāvokļa noteikšanas esošo metožu optimizācija, kā arī sniegta informācijas par LR PSO transformatoru atslēgšanās reizēm, to iemesliem un veicamajiem modernizācijas darbiem.

Elektroenerģijas kvalitātei tiek veltīta liela uzmanība kā vienai no galvenajām sfērām inženierzinātnē, un dominējošais iemesls tam ir mūsdienās galapatērētāja jutība. LR PSO sniedz pārvades tīkla pakalpojumu visā Latvijas teritorijā. Pārvades sistēmas operatoram jāgarantē elektroenerģijas apgādes drošums un kvalitāte pārvades 110 kV un 330 kV elektrotīklā. Šai nolūkā pārvades operators apkalpo elektropārvades līnijas, nodrošina apakšstacijās uzstādīto elektroiekārtu ekspluatāciju, remontu un apkopi (t.sk. elektroiekārtu diagnostiku – profilaktiskos mērījumus). Galvenais faktors, kas izsauc nepieciešamību forsēti izstrādāt transformatora stāvokļa kontroles metodes un līdzekļus, ir to ekspluatācijas problēmas, kas radušās ārpus paredzētajiem ekspluatācijas laikiem. Transformatoru lielākai daļai, kas atrodas ekspluatācijā, nominālais noteiktais ekspluatācijas laiks ir beidzies vai tuvojas noslēgumam. Tāds stāvoklis, īpaši brīvā tirgus apstākļos, prasa veltīt lielu uzmanību transformatora summārā darbības laika palielināšanai, efektīvāk kontrolējot to tehnisko stāvokli un optimizējot profilaktiskos pasākumus, pielietojot dažādu ekspluatācijas pieeju metodoloģijas un tehniskā stāvokļa novērtēšanas paņēmienus. Aktīvi šajā darbā piedalās viena no vadošajām organizācijām CIGRE (International Council on Large Electric Systems).

Transformatoru pilnais normētais ekspluatācijas laiks (pēc Krievijas VS (Valsts Standarts(GOST)), IEC standarta ražotiem transformatoriem ≥ 25 gadiem) ir atkarīgs no cietās izolācijas stāvokļa, slodzes, dzesēšanas sistēmas, aizsardzības un citiem faktoriem [37, 54, 76]. Tas nozīmē, ka vienāda vecuma transformatoriem, kas ekspluatēti atšķirīgos apstākļos, atlikušais ekspluatācijas (kalpošanas) laiks var būt dažāds. To apliecina gan sešdesmito gadu sākumā ražoto transformatoru sekmīga darbība, gan arī dažāda veida avārijas jaunākās apakšstacijās Latvijā un kaimiņvalstīs, 1.1. att.

Diagnostikas galvenais mērķis ir sniegt novērtējumu par diagnosticējamā objekta stāvokli. Informācijai, kuru iegūst, veicot objekta diagnostiku, jābūt pilnīgai un nepārprotamai. Tai ir jāatbilst objekta izolācijas stāvokli uz iegūtās informācijas pamata. Diagnostikas metodei ir jādod pilnīgs priekšstats par pētāmo objektu, pretējā gadījumā objekta drošums netiek novērtēts pareizi [12].



1.1. att. Lieljaudas transformatoru degšana

Transformatoru kompleksās diagnostikas un apvienotās ekspluatācijas, ko veic pārvades operatora speciālisti, pamatposmi ir atspoguļoti 1.1. tabulā [77]. LR PSO diagnostisko metožu plašs spektrs (skat. 1.2. tabulu) ļauj dot pietiekami objektīvu informāciju par visiem transformatora mezgliem, par izejas informāciju tiek paņemts [34].

1.1. tabula

Kompleksās diagnostikas pamatposmi

1.	Konkrēta tipa transformatoru avāriju biežuma un raksturīgāko defektu analīze ↓
2.	Transformatora apkalpošana un tehniskās informācijas vākšana (par darba režīmiem, slodzi, ekspluatācijas īpatnībām, klimatiskiem nosacījumiem, atmosfēras piesārņojumu u.c.) ↓
3.	Tehniskās informācijas un ekspluatācijas mērījumu rezultātu analīze ↓
4.	Eļļas paraugu ņemšana un eļļas fizikāli ķīmiskās analīzes veikšana laboratorijā ↓
5.	Mērījumu veikšana strādājošam transformatoram tukšgaitas un slodzes režīmos (daļējo un citu izlāžu mērījumi, izlāžu lokācija ar akustiskām ierīcēm, visu transformatoru mezglu termogrāfijas pārbaude, tvertnes un dzesēšanas sist. eļļas sūkņu vibrāciju pārbaude) ↓
6.	Tradicionālo elektrisko mērījumu veikšana atslēgtam transformatoram (tinumu un caurvadizolatoru izolācijas pretestība un tgδ, tinumu aktīvās pretestības, tukšgaitas un īsslēguma zudumi u.c.) ↓
7.	Tehniskās atskaites-protokolu sagatavošana (tiek doti pārbažu rezultāti, rezultātu analīze, slēdziens par transformatora stāvokli u.c.)

Mērīšanas metodes ir darbietilpīgas un visaptveroša transformatora apsekošana izmaksā ļoti dārgi, tādēļ tiek veikta kontroles parametru izvēles optimizācija, kas noris vairākos posmos. Piedāvātā tehniskā stāvokļa noteikšanas metodoloģija ir optimizēta, balstoties uz uzkrāto pieredzi un ekspluatācijas laikā iegūtiem diagnostikas datiem. Piebilstams, ka tradicionālie mērījumi, kas minēti kompleksās diagnostikas pamatposmu 6. punktā, tiek papildināti ar transformatoru cietās izolācijas pārbaudi ar 5000 V spriegumu, kurā nolasījumi veikti pie 15 un 300 sekundēm, kā arī ar nestandarta transformatoru tinumu izolācijas pārbaudes shēmu un C2 mērīšanas shēmu RIP izolācijas caurvadizolatoriem.

1.2. tabula

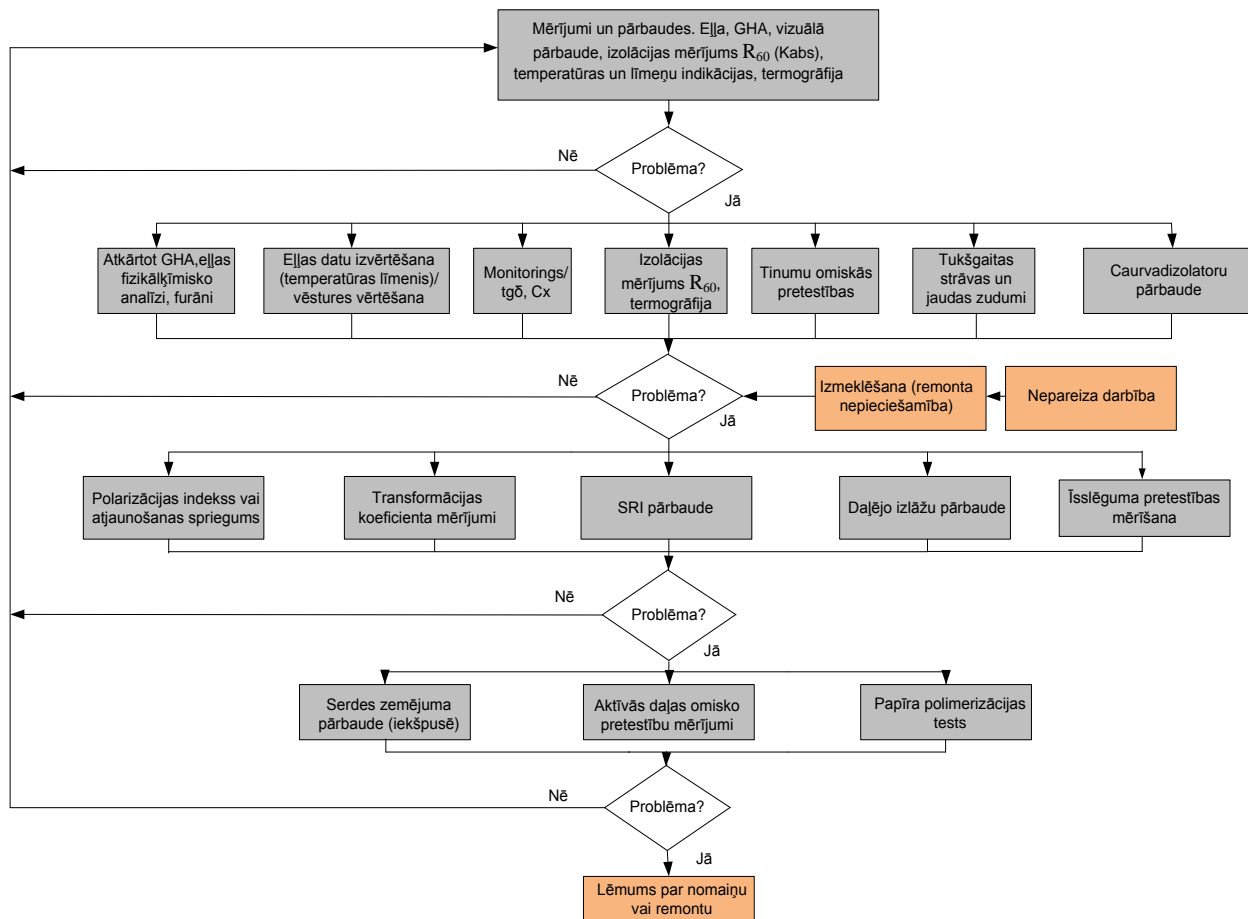
Atsevišķu lieljaudas transformatora mezglu un sistēmu stāvokļa novērtēšanas metodes

Diagnostikas metodes	Transformatora mezgli						
	1	2	3	4	5	6	7
Visvairāk iespējamo bojājumu vietu novērtējums, pamatojoties uz analoga tipa transformatoru defektu analīzi	+	+	+	+	+	+	+
Darba režīmu, ekspluatācijas un remontu dokumentācijas, mērījumu un pārbaužu analīze	+	+	+	+	+	+	+
Iekārtas apskate					+	+	+
Eļļas hromatogrāfiskā analīze	+	+			+		+
Eļļas fizikālķīmiskā analīze	+			+	+	+	+
Mehānisko piemaisījumu sastāva noteikšana eļļā				+	+		+
Tinuma izolācijas polimerizācijas pakāpes noteikšana	+						
Antioksidantu daudzuma noteikšana eļļā				+	+		
Eļļas paliekošās stabilitātes noteikšana pret oksidēšanos				+	+	+	
Eļļas infrasarkanā spektroskopija	+	+		+	+	+	
Furāna daudzuma noteikšana eļļā	+					+	
Eļļas tgd un caursites sprieguma noteikšana pie dažādām temperatūrām	+			+	+	+	+
Termosifonu filtru silikagela analīze	+			+	+		
Tinumu un caurvadizolatoru izolācijas raksturlielumu noteikšana pie dažādām temperatūrām un spriegumiem, tai skaitā pa zonām (papildus shēmas, 5000 V)	+					+	
Cietās izolācijas mitruma aprēķins-pēc līdzsvara stāvokļa – papīrs-eļļa - un pēc izolācijas raksturlielumu noteiktajām vērtībām	+					+	
Daļējo izlāžu noteikšana *	+	+				+	
Transformatora termogrāfijas pārbaude *	+	+			+	+	+
Transformatora tvertnes *, eļļas sūkņu un dzesēšanas sistēmas vibrāciju pārbaude		+	+		+		
Īsslēguma pretestības noteikšana			+				
Tukšgaitas strāvas un zudumu noteikšana, tai skaitā pie nominālā sprieguma		+					
Eļļas tilpuma noteikšana paplašinātajā pie dažādām temperatūrām					+		
Eļļas spiediena noteikšana caurvadizolatoros pie dažādām temperatūrām						+	
Caurvadizolatoru cietās izolācijas kompleksmērījums (t.sk. C2 shēma)						+	
Tinumu un pārejas kontaktu pārejas pretestību noteikšana pie dažādiem kontaktora stāvokļiem							+
Riņķa diagrammas un kontaktora darbības oscilogrammas uzņemšana							+
Eļļas sūkņu un ventilatoru fāžu mērījumi					+		
Iegūto rezultātu kompleksā analīze	+	+	+	+	+	+	+

* tiek veikts divos režīmos – lielākās slodzes un tukšgaitā

Ir jāpiebilst, ka pielietojamo metožu optimizācijas (metožu samazinājums pielietošanas efektivitātes dēļ) rezultātā, ticamības līmenis nav samazināts.

Nemot vērā vispārpieņemto diagnostikas algoritmu un CIGRE pētījumu [31] par biežāk pielietotajiem diagnostikas testiem, tiek veikta analīze, kuras gaitā nonākts pie secinājuma, ka daži no diagnostikas testiem nes tikai informatīvu raksturu vai dublē ar citu metodi jau saņemto informāciju un priekšstatu par izveidoto defektu. Līdz ar to no tiem mērķtiecīgi atteikties vai aizvietot ar cita veida metodēm. Modificēto lieljaudas transformatoru algoritmu var redzēt 1.2. attēlā, kas savukārt ir pielietojams apvienotā, uzlabotā ekspluatācijas pieejā. Šī algoritma, pirmajā etapā iekļautie mērījumi sniedz minimāli nepieciešamo informāciju par transformatora vispārējo tehnisko stāvokli un ļauj noteikt transformatorā attīstošos nozīmīgākos defektus un tas tiek pieņemts par pirmā etapa minimālo pārbaužu apjomu.



1.2. att. Optimizētais diagnostikas algoritms

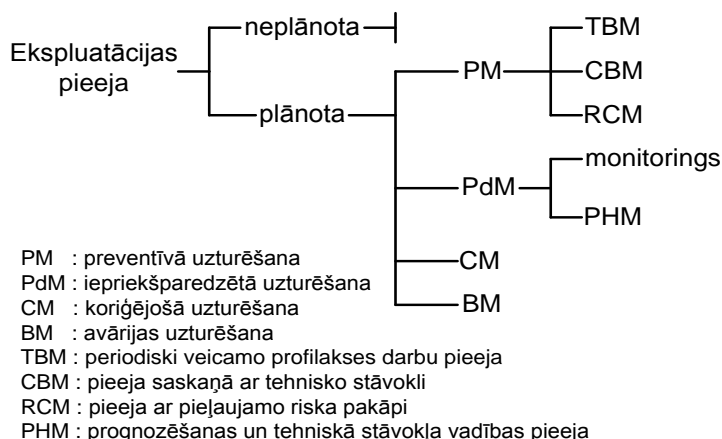
Promocijas darbā tiek izstrādāts un realizēts kompleksās diagnostikas optimizētais algoritms, kas efektīvi tiek pielietots un nes pozitīvus rezultātus.

2. TRANSFORMATORU EKSPLUATĀCIJAS PIEEJAS

Otrajā nodaļā izskatītas eksistējošās transformatoru ekspluatācijas pieejas ar tām piemītošām īpatnībām un nosacījumiem. Aprakstīta uz reālā tehniskā stāvokļa pamatota ekspluatācijas pieeja ar to komplektējošiem apakšpunktiem. Apsvērtas mūsdienīgas transformatora parka ekspluatācijas problēmas un noteikta LR PSO piemērotāko divu ekspluatācijas pieeju apvienošanas nepieciešamība. Sniegts apvienotās ekspluatācijas pieejas izstrādes pamatojums.

Svarīga loma transformatoru tehniskā stāvokļa un darba spēju uzturēšanā ir profilaktisko darbu organizācijai. Uzmanība jāvērs arī ekspluatācijas pieeju (stratēģiju) veidiem un izvēlei atbilstoši esošai situācijai energosistēmā, lieljaudas transformatora atlikušā kalpošanas ilguma noteikšanai, izmantojot riska analīzi un prognozēšanas metodes ar piemērotāko algoritmu.

Dažādi mūsdienās pielietotie elektroiekārtu, tostarp lieljaudas transformatoru ekspluatācijas pieeju veidi [13, 44], parādīti 2.1. attēlā.



2.1. att. Elektroiekārtu ekspluatācijas pieeju pamatveidi

Preventīvā uzturēšana (*Preventive Maintenance PM*) paredz to, ka noteiktos laika intervālos vai saskaņā ar iepriekš noteiktiem kritērijiem tiek īstenota iekārtas diagnostika un apkope, kuras mērķis ir samazināt objekta defekta varbūtību vai funkcionēšanas pasliktināšanos [73]. Periodiski veicamo profilakses darbu ekspluatācijas sistēmas (*Time-Based Maintenance TBM*) gadījumā apsekošanas biežumu nosaka atkarībā no defektu statistiskās varbūtības transformatorā. Ekspluatācijas sistēma saskaņā ar objekta reālo tehnisko stāvokli (*Condition-Based Maintenance CBM*) balstās uz šī stāvokļa pastāvīgu kontroli un defektu atklāšanu to agrīnajā stadijā. Šī pieeja tiek virzīta uz vēl neatklāto bojājumu iespējamības samazināšanu, transformatora kalpošanas laika pagarināšanu, kā arī

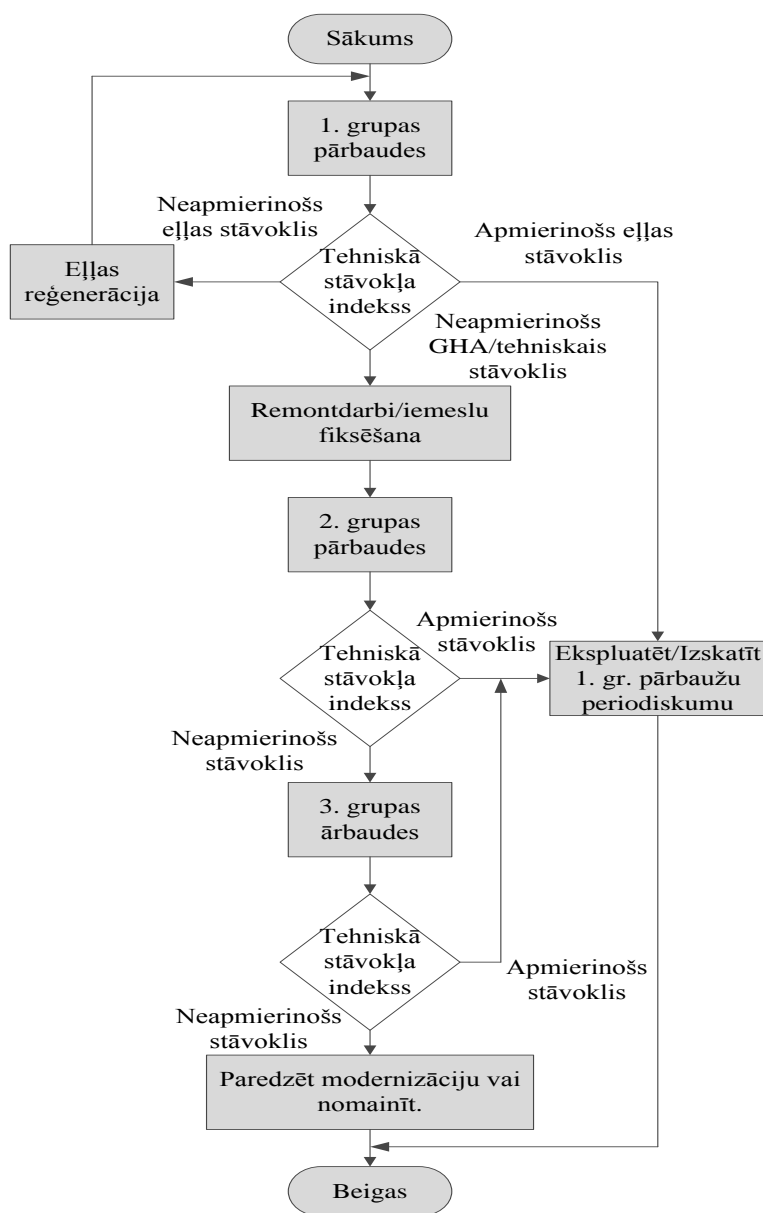
remontiem un apkopēm paredzēto izdevumu samazināšanu. Vēl lielākas priekšrocības dod apkalpošanas sistēma, kas pieļauj turpināt iekārtu ekspluatāciju ar defektiem, ja riska pakāpe ir pieņemama (*Reliability Centred Maintenance RCM*) [57]. Nepieciešamo drošumu šādos gadījumos nodrošina, optimizējot darba režīmus, samazinot līdz minimumam iekārtu pārslēgšanu, plašāk ieviešot nepārtraukto kontroli, pielietojot ekspertsistēmas u.c. [8]. Iepriekšparedzētā uzturēšana (*Predictive Maintenance PdM*) ir ekspluatācijas pieeja, kas tiek īstenota saskaņā ar prognozi, kura iegūta pēc būtisku objekta parametru degradācijas analīzes un izvērtēšanas [73]. Svarīgākais *PdM* pieejas mērķis ir nodrošināt objekta apkopi un remontus tādā brīdī, kad attiecīgā ekspluatācijas darbība ir visefektīvākā gan tehniskajā, gan ekonomiskajā ziņā.

Viena no jaunākajām pieejām ir prognozēšanas un tehniskā stāvokļa vadības pieeja (*Prognostic and Health Management PHM*) ietver sevī daudz funkcionālu iespēju, piemēram, defekta noteikšana un tā lokalizēšana, iekārtas darbības pasliktināšanās tendence jeb trends, atlikušā darbmūža un atteices varbūtības un citu parametru prognozēšanas tehnoloģijas u.tml. [44]. Koriģējošā uzturēšana (*Corrective Maintenance CM*) tiek īstenota pēc bojājuma atklāšanas, lai objektu iestatītu tādā stāvoklī, kādā tas varētu veikt vajadzīgo funkciju [73]. *CM* pieejas darbības paredz iekārtas pārbaudi un/vai remontu (aizvietošanu) saskaņā ar iepriekš izplānotu laika grafiku. Avārijas uzturēšana (*Breakdown Maintenance BM*) – tā ir ekspluatācijas pieeja, kas atšķirībā no aplūkotajām paredz iekārtas tehniskā stāvokļa apsekošanu un remontu tikai pēc iekārtas atteices, lai atjaunotu tās darbspējas. *BM* tiek lietota tikai tām iekārtām, kuru atteice nerada nozīmīgu elektroenerģijas apgādes drošuma pazemināšanos un kuru remonta izmaksas ir mazas.

Visprinciālākais moments profilakses organizācijā saistīts ar pieejas nomaiņu no periodiski veicamiem profilakses darbiem TBM uz jaunu profilakses sistēmu CBM vai citu optimizētu, kura atkarīga no objekta stāvokļa. Detalizēti izvērtējot atsevišķi katru ekspluatācijas pieeju, LR PSO speciālistiem jāpieņem lēmums par piemērotākās pieejas piemērošanu energosistēmā, ņemot vērā pieejas īpatnības un prasības. Ilgā laika periodā, promocijas darba ietvaros tika veikta TBM un CBM ekspluatācijas pieeju detalizētā vērtēšana, kā atsevišķi eksistējošos un kādus gan tehniskos, gan ekonomiskos labumus var sasniegt, tās apvienojot. TBM ekspluatācijas pieejai ir izstrādāta diagnostikas programma ar noteiktu mērījumu apjomu, pie kura ir jāpieturas, neskatoties uz transformatora iepriekšējo tehnisko stāvokli un mērījumu rezultātiem. Izmantojot tikai uz laika pamatoto ekspluatācijas pieeju (TBM), pastāv draudi, ka transformators agri vai vēlu tiks atslēgts iekšējā bojājuma vai

pat bojājumu pēc. Tāpēc nepieciešams veikt korektīvās darbības, kas varētu papildināt un uzlabot pašlaik pielietoto ekspluatācijas pieeju. Kā viens no piemērotākiem variantiem, promocijas darba ietvaros, tiek izmantota uz reālā stāvokļa pamatota ekspluatācijas pieeja (CBM).

Ir daudz CBM algoritmu variācijas, kuras var pielietot transformatoru tehniskās apkalpošanas praksē. Tikai diagnostikas rezultātu pārbaude un savākšana dod reālu priekšstatu par konkrēto modeli (algoritmu). Šeit ir tehniskās apkalpošanas aptverošāks piemērs, kas piemērots LR PSO, skat. 2.2. attēlu [48, 50, 53]. Šis algoritms un ekspluatācijas pieeja tieši saistīta ar 1. nodaļā izklāstīto un atspoguļoto 1.2. attēlā.

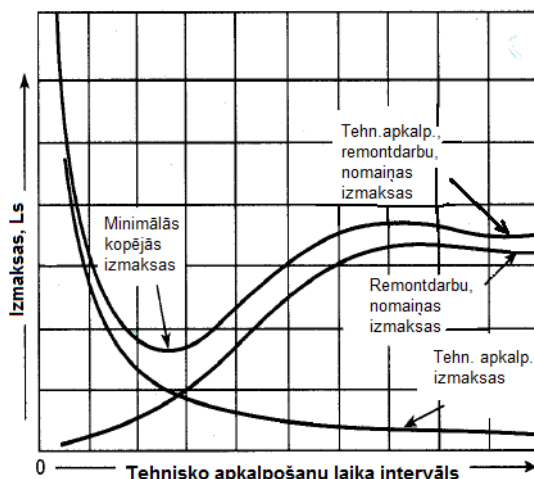


2.2. att. CBM piemērošana ekspluatācijā esošajiem transformatoriem

CBM algoritma grupas pārbaudes

Grupas	Pārbaudes metodes	Transformatora stāvoklis
1. grupas pārbaudes	Eļļas analīzes/GHA	Darbā
	Fiziskā darbības stāvokļa pārbaude	Darbā
	Vizuālā apskate	Darbā
	Infrasarkanā termogrāfija	Darbā
2. grupas pārbaudes	Daļējās izlādes	Darbā
	Transformācijas koeficients	Atslēgts
	Caurvadizolatoru pārbaude	Atslēgts
	Cietās izolācijas pārbaude	Atslēgts
	Dielektriskie zudumi/kapacitātes	Atslēgts
	Tukšgaitas strāva un jaudas zudumi	Atslēgts
	SRI pārbaude	Atslēgts
3. grupas pārbaudes	Īsslēguma pretestība	Atslēgts
	Serdes zemējuma pārbaude	Rūpnīcā
	Aktīvās daļas omiskās pretestības	Rūpnīcā
	Papīra polimerizācija	Rūpnīcā

Tabula 2.1. dot iespēju saprast kurā brīdī, pēc CBM algoritma, ir nepieciešams veikt konkrētu mērījumu apjomu. Pieturēšanās pie algoritma ir nepieciešama, lai nodrošinātu kvalitatīvu darbu izpildi, saistīto ar remontdarbiem vai apkopes darbiem, un lai varētu precīzāk noteikt reālo esošo transformatora tehnisko stāvokli un paredzēt vai noteikt atlikušo kalpošanas laiku. Galvenais reālā stāvokļa noteikšanas ekspluatācijas pieejas priekšlikums ir iegūto mērījumu rezultātu/tehnisko datu pielietošanas pieeja. Pateicoties šiem rezultātiem un to analīzei, mēs paredzam tehniskās darbības nākotnē un nosakām to svarīgumu.



2.3.att. Transformatoru ekspluatācijas ietekme uz izmaksām

No 2.3. attēla izriet, ka tehniskās apkalpošanas veikšanas reižu skaits ir tieši proporcionāls kopējām izmaksām. Jo vairāk tiek pildīti nepamatoti tehniskās apkalpošanas darbi, jo kopējās izmaksas paliek arvien lielākas, ekspluatācijas lielās izmaksas dēļ. Ja tehniskā apkalpošana tiek pildīta par maz, tad kopējās izmaksas, vienalga var būt lielas, transformatoru tehniskā stāvokļa uzturēšanas vai nomaiņas radīto papildus neparedzēto izmaksu dēļ. Tāpēc ir ļoti svarīgi izvēlēties tehniskās apkalpošanas apjomu un biežumu, kas rezultātā samazina kopējās izmaksas. Šo ekonomisko efektivitāti var panākt, pielietojot apvienoto ekspluatācijas pieeju. Citiem vārdiem, ekspluatācijas izdevumi krietni samazinās un, palielinoties remontdarbu un nomaiņas izmaksām, kopējo izmaksu pieaugums nebūs tik ātrs, ja tehniskās apkalpošanas laika intervāls palielinās un minimālās kopējās izmaksas būs vēl pat mazākās.

Nemot visu 2. nodaļā minēto informāciju, var secināt, ka mērķtiecīgi izskatīt ekspluatācijas pieeju uzlabošanu un optimizēšanu. Par vispiemērotākām Latvijas apstākļiem un LR PSO pieejām atzītas TBM un CBM ekspluatācijas pieejas. Apvienojot šīs abas pieejas un paņemot no tām tikai labākās idejas, nostādnes un nianšes, izveidojas unikāla ekspluatācijas pieeja ar iespēju plānot, prognozēt un mainīt jebkādas ekspluatācijas apkalpošanas darbus. Protams, katram transformatoram tādai pieejai ir jābūt individuālai. Galvenā priekšrocība apvienotai ekspluatācijas pieejai ir tāda, ka tā vienmēr pakļaujas optimizēšanai un ļauj izmantot citus rīkus no citām ekspluatācijas pieejām, tādus piemēram, kā, tehniskā stāvokļa prognozēšana un riska stāvokļa noteikšana.

Apvienotā ekspluatācijas pieeja pierādīja savu pielietojamību LR PSO transformatora parka apkalpošanā. Pielietojšanas attaisnojošie rezultāti, pēc apkopojuma, ir transformatoriem ar kalpošanas laiku virs pilnā normētā ekspluatācijas laika, t.i., virs 25 gadiem pēc GOST standarta ražotiem transformatoriem.

Praktiskais paņēmieni ir tāds, ka transformatora galvenos mezglus pārbauda un tehnisko stāvokli raksturojošos pamatpārbaudes veic, vismaz vienu reizi, pēc iekšējiem normatīvajiem dokumentiem – periodiskuma. Lai turpmāk sekotu līdz tehniskā stāvokļa izmaiņu tendencei, nākošais pārbaudes termiņš varbūt mainīgs, kas tieši atkarīgs no transformatora reālā tehniskā stāvokļa. Periodiski veicamos tehniskās apkalpošanas ekspluatācijas darbus un diagnostikas termiņus daļēji var redzēt 2.2. tabulā [67].

Transformatoru apvienotās ekspluatācijas pielietojums

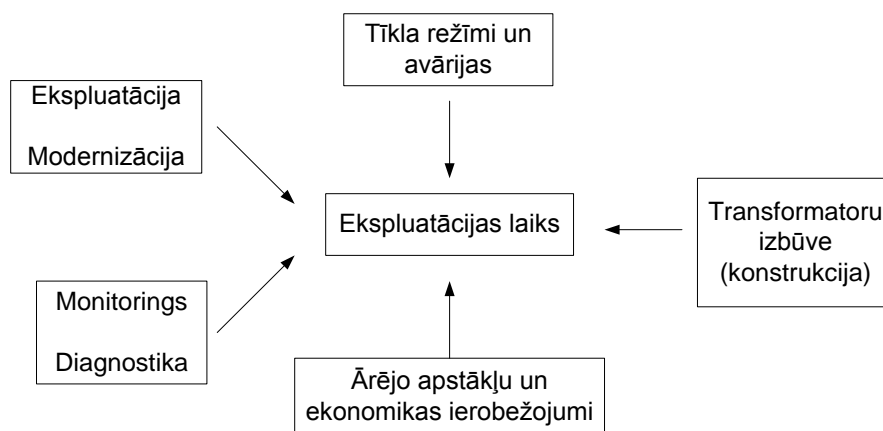
Nr.p.k.	Mezгла nosaukums	Pārbaudes termiņš, gadi				Piezīmes
		Eļļas analīze	Gāzes hromatogrāfija	Tehniskā apkalpošana	Diagnostika	
1.	330kV transformatori	2*)	6mēn. **)	1	4***)	*) Pēc darbiem, kas ir saistīti ar pilnu eļļas nolaišanu/iepildīšanu, uzreiz pēc eļļas maiņas un pēc jebkādas tās apstrādes.***)Pēc pamataizsardzību (gāzes, plūsmas, diferenciālās) nostrādes. Pēc degazācijas darbiem.***) Pirms ekspluatācijas, pēc modernizācijas darbiem, pēc atslēgšanas (pēc nepieciešamības).
2.	Sprieguma regulatoru ierīce (SRI) (izgatavoti pēc IEC)	-	-	1	4*)	*) Kopā ar transformatora diagnostiku vai pēc pakāpju pārslēdža un darbinātāja maiņas.
3.	110kV transformatori	4*)	6mēn. **)	1	8***)	*) Pirms ekspluatācijas, pēc eļļas nomaiņas, pēc modernizācijas. **) Pēc pamataizsardzību (gāzes, plūsmas, diferenciālās) nostrādes, pēc degazācijas. ***) Pirms ekspluatācijas, pēc modernizācijas darbiem, pēc atslēgšanas, pēc takelāžas.
4.	110kV (SRI) kontaktori (ražoti pēc GOST)	1*)	-	1	8***)	*) Pēc eļļas nomaiņas, eļļas nomaiņa izdarāma atkarībā no eļļas pārbažu rezultātiem vai pēc noteiktā skaita pārslēgšanas operāciju. **) Kopā ar transformatora diagnostiku, pēc remontiem.

3. TRANSFORMATORA TEHNISKĀ STĀVOKĻA NOTEIKŠANA UN PROGNOZĒŠANA

Trešajā nodaļā apskatīti transformatoru ekspluatācijas laika ietekmējošie faktori un tehniski svarīgi aspekti, tādi kā: defektu diagnostika, atteižu analīze, prognozēšana. Aplūkots un piedāvāta transformatoru atlikušā ekspluatācijas laika noteikšanas būtība, cietās izolācijas novecošanas īpatnības, kā arī tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) noteikšanas metodoloģija, pielietojot apvienoto ekspluatācijas pieeju. Dots piemērs divu cietās izolācijas raksturojošo parametru mijiedarbības noteikšanai un veikta korelācijas pārbaude ekspluatācijas laikā iegūtajiem mērījumu rezultātiem.

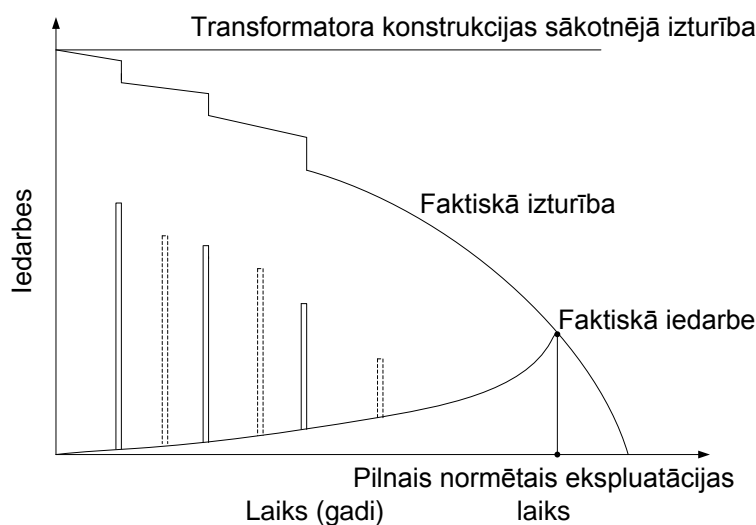
Transformatoru ekspluatācijas laikā notiek nepārtraukta tinuma presējuma atslābšana, izolācijas nolietojums, kartona un vara plastiskās deformācijas, ko izraisa dinamiskās slodzes iedarbība, kas ir tīklu avārijas, īsslēgumu rezultāts utt. Turklāt katram transformatoram ir savi presējošo konstrukciju mehāniskie parametri un savs izturības resurss, kas tiek aprēķināts noteiktām īsslēguma strāvām, izejot no barojošo tīklu jaudas utt. Svarīgā ietekme ir arī mitrumam. Cietās izolācijas (celulozes) nolietojums procesa blakus parādības ir ūdens izdalīšanās. Transformatora ekspluatācijas mūža laikā celulozes izolācija tiek pakļauta siltuma ciklu iedarbībām, kas izraisa izolācijas materiāla nolietojanos [46].

Transformatoru pilnais normētais ekspluatācijas laiks tieši atkarīgs no transformatora konstrukcijas, izgatavotājrūpnīcas, testēšanas un tīkla režīmiem, ekspluatācijas noteikumiem un pasākumiem, remontiem un diagnostikas. Nav pieļaujama tehniskā stāvokļa noteikšana kādai no transformatoru grupām. Katru transformatoru nepieciešams izskatīt individuāli, ņemot vērā tā ekspluatācijas vēsturi, kurā ietilpst gan diagnostikas rezultāti, gan veiktie tehniskās apkopes darbi. Transformatora ekspluatācijas laika ietekmējošus faktoros vienkāršoti var attēlot šādi, skat. 3.1. attēlu [51].



3.1. att. Transformatoru ekspluatācijas laika sastāvdaļas

Atlikušais ekspluatācijas laiks (ilgums), transformatora tehniskā stāvokļa indekss (TSI), tehniskās apkalpošanas faktori, diagnostikas rezultāti, tehniskais stāvoklis - tās visas ir komponentes bojājumu prognozēšanai un faktiskās metodikas modelēšanai. Iepriekš minētā informācija var sniegt novērtējumu par transformatora atlikušo ekspluatācijas ilgumu, saskaņā ar transformatora tehniskā stāvokļa indeksu (TSI), sniegt secinājumus par sistēmas atteices sekām un par bojājumu varbūtību. Priekšstatu par transformatora pilno normēto ekspluatācijas laiku un sistēmas režīmu ietekmi uz to, atspoguļo 3.2. attēls [10].



3.2. att. Transformatora pilnais normētais ekspluatācijas laiks

Atlikušais ekspluatācijas periods vai citiem vārdiem sakot - *resurss* ir apgriezti proporcionāls transformatora lietderīgajam laika periodam. Galvenais aspekts, kurš jāņem vērā ir tas, ka dažas vienības no transformatoru sistēmas (parka) nevar tikt atjaunotas, ņemot vērā transformatora konstrukcijas. *Fiziskais resurss* K_f eksistē šādiem transformatoriem. Atjaunojamiem transformatoriem, izņemot fizisko resursu, eksistē arī *morālais resurss* K_m [62]. Atlikušais ekspluatācijas periods (L_{ATL}) transformatoram, kurš tiek pieslēgts elektriskajai strāvai t stundu garumā, tiek aprēķināts šādi:

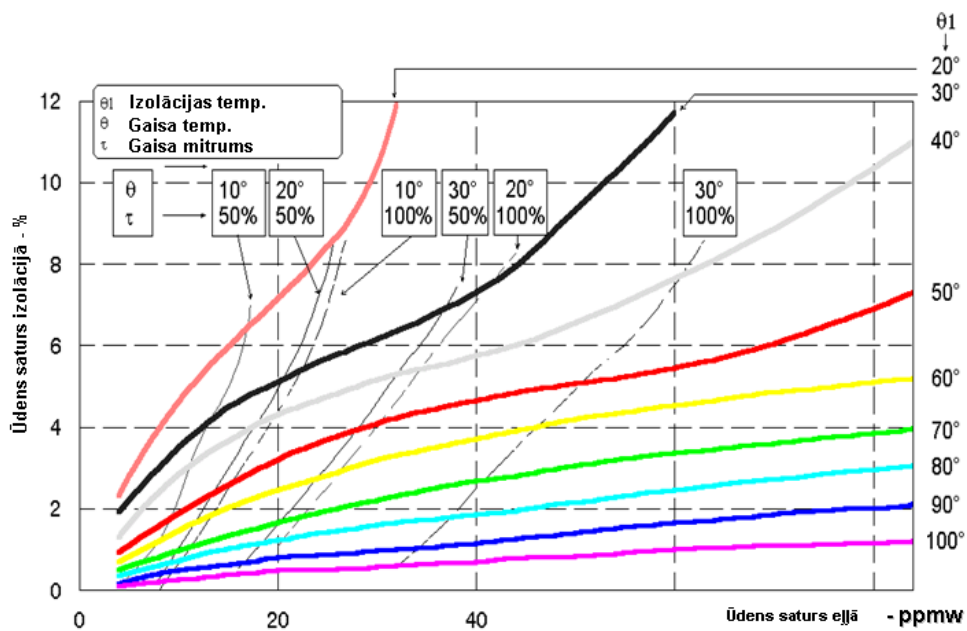
$$L_{ATL} = \frac{1}{K} \left(\frac{1}{pd_l} - \frac{1}{pd_p} \right), \quad (3.1)$$

kur K – degradācijas koeficients;

pd_l – papīra izolācijas polimerizācijas pakāpe maksimālajā reālajā ekspluatācijas laika beigās;

pd_p – papīra izolācijas polimerizācijas pakāpe pārbaudes laikā.

Kā izriet no iepriekš izklāstītās informācijas, transformatoru kopējo izolācijas tehnisko stāvokli nosaka cietās izolācijas stāvoklis un transformatoru eļļas stāvoklis. Bez tiešas cietās izolācijas elektriskās stiprības pazemināšanās no mitruma pastāv vēl bīstamība, ka mitrums pāriet eļļā un veido burbulišus straujos siltuma pārejas procesos, 3.3.att. Tas arī veicina elektriskās stiprības samazināšanos. Mitruma satura paaugstināšanās papīrā ir cieši saistīta ar dielektrisko zudumu palielināšanos, kā arī palielina izolācijas vadītspēju, bet samazina izolācijas elektrisko izturību [38, 70].



3.3. att. Mitruma saturs eļļā un izolācijā atkarība no temperatūras

Piemēra apraksts: katram parametram nepieciešams noteikt faktoru. Faktors tiek uzdots funkcijas veidā, kurā uz x ass ir atliekamais parametra mērvienības un uz y ass piešķiramais faktors, viena parametra piemēru skatīties 3.4. attēlā. Faktors ir robežās no 0 līdz 1. Jo augstāks faktors, jo eļļu uzskata par labāku. Iegūstot faktorus katram parametram, nosakām kopējo eļļas stāvokļa faktoru pēc (3.2) [47].

$$F_{eļļas} = \min(F_{caur}, F_{diel}, F_{sk}, F_{uzlies}, F_{mitr}, F_{piem}), \quad (3.2)$$

kur $F_{eļļas}$ – kopējais eļļas stāvokļa faktors;

F_{caur} – caursišanas sprieguma faktors;

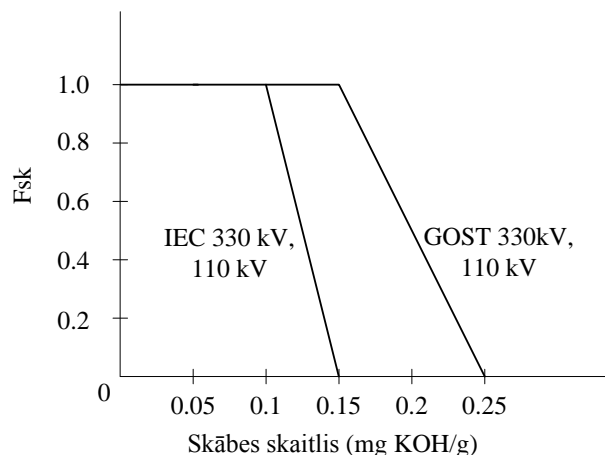
F_{diel} – dielektrisko zudumu faktors;

F_{sk} – skābes skaitļa faktors;

F_{uzlies} – uzliesmošanas temperatūras faktors;

F_{mitr} – mitruma satura faktors;

F_{piem} – mehānisko piemaisījumu un tīrības klases faktors.



3.4. att. Skābes skaitļa factors

Ekspluatācijas laika samazināšanas dienas koeficientu, var aprēķināt pēc (3.3), kas nosaka procentuālo samazināšanu dienā:

$$T_{sam} = \frac{F_{EKV.N.} \times 24}{T_{PNEL}} 100, \quad (3.3)$$

kur T_{sam} – ekspluatācijas laika samazināšanas dienas koeficients, %/dienā;

T_{PNEL} – transformatora pilnais normētais ekspluatācijas laiks, st.

Lai noteiktu kopējo transformatora ekspluatācijas laika procentuālo samazināšanos no normālās plānotās ekspluatācijas laika, nepieciešams sasummēt visas dienas T_{sam} sastāvdaļas:

$$T_{d \Sigma sam} = T_{d.sam} + T_{(d-1) \Sigma sam}, \quad (3.4)$$

kur $T_{d \Sigma sam}$ - kopējā ekspluatācijas laika samazināšanas vērtība;

$T_{d.sam}$ – ekspluatācijas laika samazināšanas aktuālais dienas koeficients;

$T_{(d-1) \Sigma sam}$ – iepriekšējā kopējā ekspluatācijas laika samazināšanas vērtība.

Novecojušam transformatoram izolācijas stāvoklis pasliktinās aptuveni divas reizes, darbības temperatūrai pārsniedzot 90 °C par katriem 6-8°C.

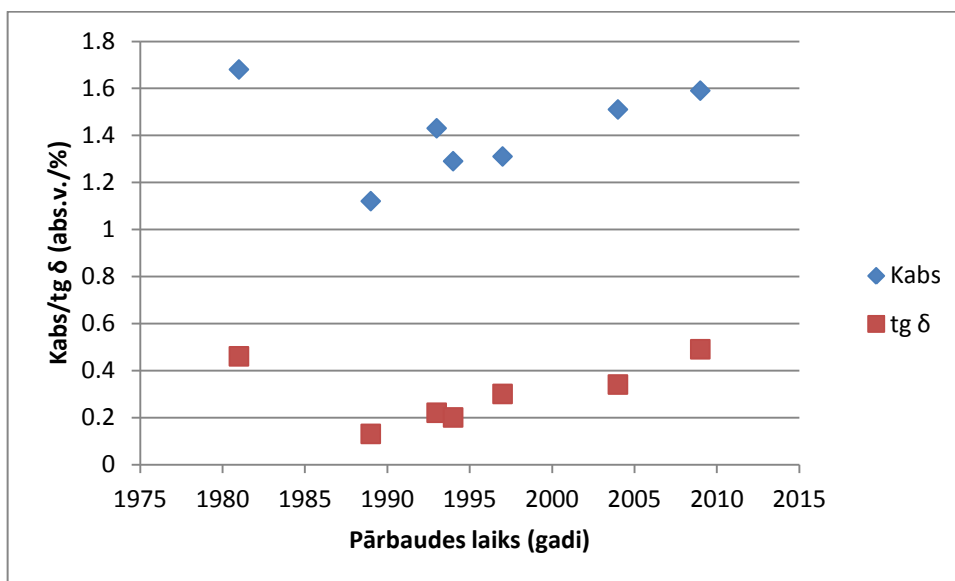
Nepieciešams piebilst, ka arī cietās izolācijas stāvokļa noteikšanai pastāv līdzīga metode ar kvalitātes kritērijiem, kura tiek aprakstīta apakšnodaļas sākumā, kā eļļas stāvokļa noteikšana, bet tur ir pielietojami cietās izolācijas raksturojoši kritēriji [43].

Lai pārbaudītu transformatoru tehniskā stāvokļa noteikšanas precizitāti un mērījumu rezultātā tehniski iegūto diagnostikas informāciju un tās pielietošanu, rezultāti matemātiski tiek apstrādāti. Tika paņemti dažādu grupu transformatori ar dažādiem ekspluatācijas laikiem. Uzmanība vērsta izolācijas stāvoklim un to raksturojošiem diviem raksturlielumiem: absorbcijas koeficientam Kabs un dielektriskiem zudumiem tgδ. Veikta šo divu faktoru analīze un savstarpējā sakarība pēc korelācijas analīzes principa. Piemēram, lai pārbaudītu matemātisko apstrādi, paņemti III. grupas 1981. gada transformatora mērījumu rezultāti augstsprieguma tinumam (A shēmai), skat. 3.1. tabulā.

3.1. tabula
Transformatora X mērījumu rezultāti

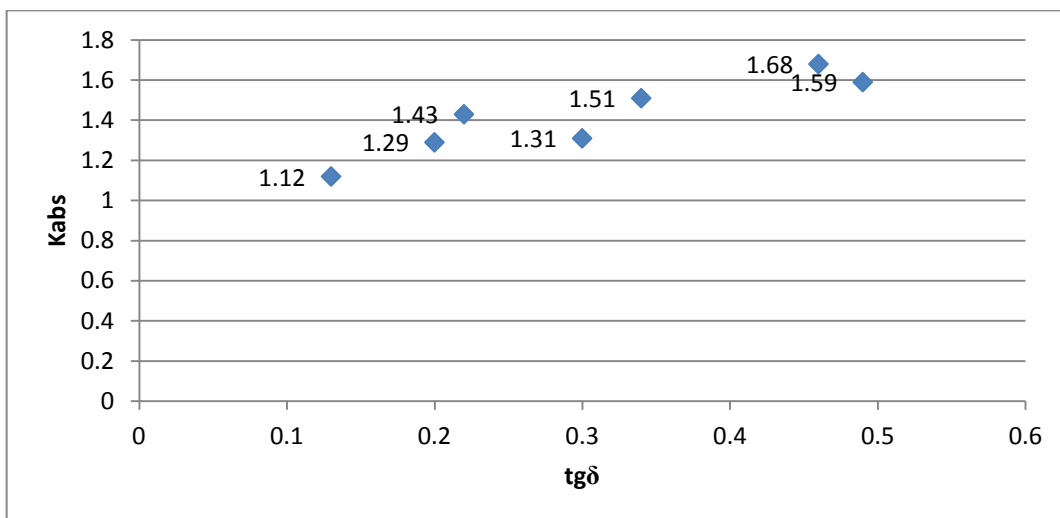
Pārbaudes gads	Kabs	tgδ
1981	1.68	0.46
1989	1.12	0.13
1993	1.43	0.22
1994	1.29	0.2
1997	1.31	0.3
2004	1.51	0.34
2009	1.59	0.49

Pēc iegūtiem 3.1. tabulā rezultātiem uzzīmējam grafiku ar nolūku noskaidrot abu parametru mijiedarbību un tehniski pamatotu likumsakarību vai izmaiņu tendenci, skat. 3.5. attēlu.



3.5. att. Mērījumu rezultātu grafiskais attēls

Pēc grafika izskatīšanas ir redzams, ka mērījumu rezultāti, kuri atbilst otram punktam ir viszemākie. Otrais punkts nomērīts pēc transformatora takelāžas un pieslēgšanas slodzei. Izskatīsim Kabs un tgδ sakarību, 3.6. attēlā.



3.6. att. Kabs un tgδ parametru korelācijas līkne

Teorētiski ir jābūt tā, kā laika gaitā dielektriskie zudumi palielinās un absorbcijas koeficients samazinās un tad starp tiem būtu lineāra negatīvā korelācija. Mūsu gadījumā ir lineāra pozitīvā korelācija gan šo divu raksturlielumu pret ekspluatācijas laiku, gan savā starpā, kas izskaidrojams ar uzlabošanas (modernizācijas) darbiem transformatoram ekspluatācijas laikā. Korelācijas koeficienta vērtība $r = 0.904053$, kas norāda, ka starp pazīmēm pastāv cieša pozitīva lineāra sakarība.

Transformatora tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) noteikšanas process sastāv no komplicētām darbībām. Šis process ir atkarīgs ne tikai no diagnostiskās testēšanas rezultātiem, bet arī no tehniskās apkalpošanas un slodzes vēstures rezultātu savienojuma, no vecuma un no citiem darbības novērojumiem, sniedzot objektīvu un kvantitatīvu priekšstatu par transformatora kopējo stāvokli. Metodoloģija pieprasa, lai katra noteikta tehniskā stāvokļa rezultātu novērtējums būtu individuāli interpretēts un apvienots ar tehniskā stāvokļa rezultātu novērtējuma indikatoru. Diagnostikas metodes, kas tiek minētas 2.1. tabulā, ir jāpapildina ar transformatora ekspluatācijas laika ietekmējošo faktoru. Tehniskā stāvokļa indeksa novērtējuma indikators tiek attēlots 3.2-3.6. tabulās.

Pirmās pārbaudes grupas TSI aprēķins

Stāvokļa indikators	Pakāpe (a)	Pakāpes palielinājuma skaitlis (b)	Svara koeficients (c)	Kopējais klasificēšanas rezultāts (d)
Gāzu hromatogrāfiskā analīze	3,2,1,0	20,12,-18,-20	1.2	(b) x (c)
Eļļas fizikālķīmiskā analīze	3,2,1,0	20,12,-18,-20	1.2	(b) x (c)
Fiziskā darbības pārbaude un vizuālā apskate	3,2,1,0	20,12,-18,-20	0.4	(b) x (c)
Infrasarkanā termogrāfija	3,2,1,0	20,12,-18,-20	0.6	(b) x (c)
Ekspluatācijas laiks	3,2,1,0	20,12,-18,-20	0.4	(b) x (c)
1. grupas TSI (<i>Atsevišķo parametru summa</i>)				A
Transformatoru ekspluatācijas laiks virs 100%				B
1. pārbaudes grupas galīgais TSI				A – B = C1

3.2. tabulā tiek uzskaitītas visas diagnostikas testēšanas pārbaudes un metode, kuru izmanto, lai nonāktu pie pirmās grupas TSI. Katra individuālā tehniskā stāvokļa klasificēšanas indikatora pakāpe (a) 3, 2, 1 vai 0 tiek reizināta ar palielinājuma klasificēšanas skaitļiem (b) : 20, 12, - 18 un - 20 attiecīgi. Kopējais klasificēšanas rezultāts (d) katram tehniskā stāvokļa indikatoram ir reizināšanas rezultāts starp palielinājuma klasificēšanas rezultātiem (b) un svērto koeficientu (c), kā norādīts 3.2. tabulā. Pēc tam, pirmās grupas TSI iegūst, summējot visus kopējos klasificēšanas rezultātus.

Rezultāts tiek noteikts procentu diapazonā reālam (paredzamajam) ekspluatācijas periodam, kā parādīts 3.4. tabulā. Ja ekspluatācijas periods (paredzamais) tiek izmantots vairāk par 100%, rezultāts būs jāatņem no pirmās grupas TSI, lai iegūtu galīgo pirmās grupas TSI un attiecīgi, ja ekspluatācijas laiks nepārsniedz pilno normēto, tad B vērtība ir 0.

Transformatora tehniskā stāvokļa noteikšanas indikatora pakāpes piešķiršanai ir izveidota 3.3. tabula, kurā parādīts indikatora piešķiršanas piemērs pēc cietās izolācijas pretestības un dielektriskajiem zudumiem tgδ.

Katram transformatora tehniskā stāvokļa raksturojošam parametram ir jābūt normētam ar apstiprinātu tehnisku dokumentu. Vairuma gadījumos tehniskie dokumenti ir starptautiskie standarti. Pie LR PSO transformatora parka tehniskā stāvokļa novērtēšanas tiek pielietots pamatstandarts, kas reglamentē tehniskās apkalpošanas, diagnostikas pārbaudes un ekspluatācijas nosacījumus, saskaņā ar IEC 60076. Pēc GOST standarta esošos transformatorus diagnosticē pēc līdzīgiem principiem, bet papildus par pamatdokumentu, kas reglamentē brāķēšanas normas un nosacījumus tiek uzskatīts materiāls [77].

Indikatora pakāpe cietās izolācijas pretestībai un dielektriskajiem zudumiem

Izolācijas pretestības R_{60} parametrs			
Nomērītā vērtība, $M\Omega$	Iespējamās vērtības/absorbcijas koeficients	Indikatoru pakāpe	Piezīmes
7950	$<3900 M\Omega$ un $K_{abs}<1,0$	0	Mērījumi jāpieved pie vienādas temperatūras
	$3900\div 5500 M\Omega$ (50÷70% no iepr. mērījumiem un/vai $K_{abs}=1,1\div 1,4$)	1	
	$5500\div 7000 M\Omega$ (70÷100% no iepr. mērījumiem un/vai $K_{abs}=1,4\div 1,6$)	2	
	$>7000 M\Omega$ un $K_{abs}>1,6$	3	
Dielektrisko zudumu parametrs			
Nomērītā vērtība, $tg\delta$ %	Iespējamās vērtības/absorbcijas koeficients	Indikatoru pakāpe	Piezīmes
0,37	$>1\%$	0	Mērīt pie strikti atrunātas min. temperatūras
	pieaugums vairāk par 50%	1	
	÷ 1% (visiem transformatoriem), bet pieaugums ne vairāk par 50 %	2	
	$0,37\div 0,45$ (aptuveni 20% pieaugums)	3	

3.4. tabula

Nokalpotā ekspluatācijas laika novērtējums

Nokalpotā ekspluatācijas laika procentuāls novērtējums	Rezultāts (B)
$100\% \leq$ ekspluatācijas laiks $< 105\%$	10
$105\% \leq$ ekspluatācijas laiks $< 110\%$	15
$110\% \leq$ ekspluatācijas laiks $< 120\%$	20
ekspluatācijas laiks $> 120\%$	30

Līdzīga metode tiek piemērota arī otrās pārbaudes grupas TSI noteikšanai, kā parādīts 3.5. tabulā. Ņemot vērā pirmās pārbaudes grupas un otrās pārbaudes grupas diagnostikas metodes līdzīgu svarīgumu, svara koeficientu 0,5 piemēro abiem transformatoru tehniskā stāvokļa rādītājiem kopējā TSI noteikšanai, kā parādīts 3.6. tabulā.

Otrās pārbaudes grupas TSI aprēķins

Stāvokļa indikators	Pakāpe (a)	Pakāpes palielinājuma skaitlis (b)	Svara koeficients (c)	Kopējais klasificēšanas rezultāts (d)
Transformācijas koeficients	3,2,1,0	20,12,-18,-20	1.0	(b) x (c)
Daļējās izlādes	3,2,1,0	20,12,-18,-20	1.2	(b) x (c)
Caurvadizolatoru pārbaude	3,2,1,0	20,12,-18,-20	1.2	(b) x (c)
Cietās izolācijas pretestība (Kabs, PI)	3,2,1,0	20,12,-18,-20	0.7	(b) x (c)
Tukšgaitas strāva un jaudas zudumi	3,2,1,0	20,12,-18,-20	0.7	(b) x (c)
Dielektriskie zudumi/kapacitāte	3,2,1,0	20,12,-18,-20	1.2	(b) x (c)
Īsslēguma pretestība	3,2,1,0	20,12,-18,-20	0.5	(b) x (c)
Sprieguma regulēšanas ietaise (SRI)	3,2,1,0	20,12,-18,-20	0.3	(b) x (c)
2. pārbaudes grupas TSI (<i>Atsevišķo parametru summa</i>)				D1

Trešās pārbaudes grupas testēšana sastāv no serdes zemējuma pārbaudes, aktīvo daļu omiskās pretestības, papīra polimerizācijas testēšanām, un tā tiek veikta ar nosacījumu, ka beigu TSI (summējot pirmās grupas un otrās grupas rādītājus) ir mazāks par 60 un tiek aktualizēts jautājums par transformatora norakstīšanu. Jebkurā gadījumā, pamatojoties uz minētajiem 3. pārbaudes grupas testu rezultātiem, rezultātu sakārtošana tiks veikta, atskaitot tos no TSI, lai iegūtu beigu TSI, kā parādīts 3.6. tabulā.

Transformatora beigu TSI aprēķins

Pārbaudes grupas rezultāti (a)	Svara koeficients (b)	Transformatora TSI (c)
1. pārbaudes grupas TSI	0.5	$C1 \times (b) = C$
2. pārbaudes grupas TSI	0.5	$D1 \times (b) = D$
Kopējais TSI		$C + D$
3. pārbaudes grupas serdes zemējuma pārbaude (0, 5, 10, 15)		E
3. pārbaudes grupas aktīvo daļu omiskās pretestības pārbaude (0, 5, 10, 15)		F
3. pārbaudes grupas papīra polimerizācijas pārbaude (0, 5, 10, 15)		G
Transformatora beigu TSI		$(C + D) - E - F - G$

Beigu transformatora TSI pakāpe, kas bāzēta uz 3.7. tabulā norādītājām robežvērtībām, nosaka turpmākās ekspluatācijas rīcības.

3.7. tabula

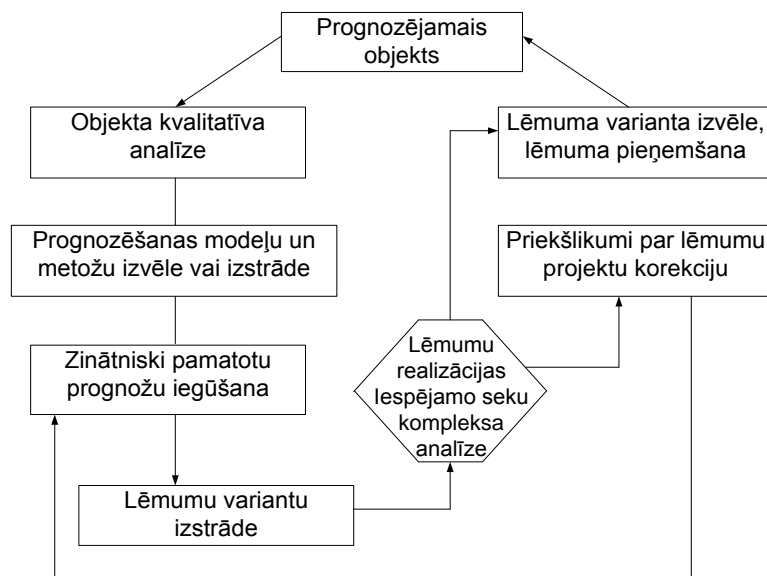
Transformatora tehniskā stāvokļa pakāpe

TSI robežas	Novērtējums	Ekspluatācijas rekomendācijas
$80 \leq TSI \leq 106$	Labs	Drīkst ekspluatēt
$60 \leq TSI < 80$	Normāls	CBM pielietošana(pārbaudes plānošana)
$10 \leq TSI < 60$	Slikts	Plānot nākošās grupas pārbaudes
$TSI < 10$	Ļoti bīstams	Paredzēt pilno diagnostiku (izskatīt ekspluatācijas noliegšanu)

Pēc tam grupu testēšanas rezultāti (skatīties 2.2. attēlu) tiek interpretēti, rādītāji tiek novērtēti un summējas, lai noteiktu katras grupas testēšanas TSI. Vajadzības gadījumā tiek piemērots svara koeficients. Svara koeficients tiek piemērots, lai atzītu, ka kāds no tehniskā stāvokļa rādītājiem ietekmē TSI lielākā vai mazākā pakāpē nekā citi rādītāji.

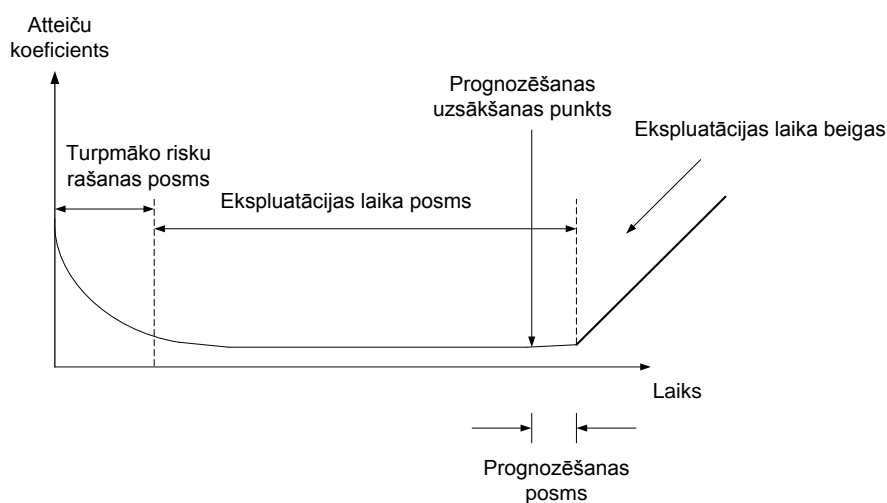
Ir nepieciešams vērst uzmanību ekspluatācijas laikam un cik nozīmīgi tas ietekmē kopējo TSI novērtēšanu. Tā piemēram, izskatam divus, pēc tehniskā stāvokļa (defektu neesamības), līdzvērtīgus transformatorus, kas ražoti dažādos apstākļos un gados: TDTNG 10000/110 1960.g., „ZTZ” un TNOR3E 16000/110 PN 2010.g., „ABB”. Pēc GOST ražotam transformatoram TSI ir vienāds ar 61,3, kas atbilst novērtējumam – normāls, un pēc IEC standarta ražotam transformatoram TSI ir vienāds ar 80,8, kas atbilst novērtējumam – labs. Šo divu aprēķinu gaitā ir tikai viena atšķirība – ekspluatācijas laika pakāpes palielinājuma skaitlis, kas arī ietekmē gala novērtējumu. Līdz ar to, līdzīgās situācijās nepieciešamības gadījumos lietderīgi apsvērt modernizācijas darbu plānošanu, nekā transformatora izņemšanu no ekspluatācijas.

Retos gadījumos TSI var prognozēt, tas biežāk pielietojams transformatora parkā esošajiem transformatoriem reitinga piešķiršanai, ar nolūku prognozēt orientējošo potenciāli nomaināmo transformatoru daudzumu. Pamatotu kompleksu prognožu izstrādei nepieciešama informācija par pētāmo objektu un būtiskākajiem šo objektu ietekmējošiem faktoriem. Prognozēšanas rezultātu pamatotību nosaka arī kvalitatīva objekta analīze, atgriezeniskā ietekme uz pētāmo objektu (skat. 3.7. att.). Parasti lēmumus enerģētikā grūti izstrādāt un pieņemt vienā iterācijā, nepieciešams to veikt vairākās kārtās.



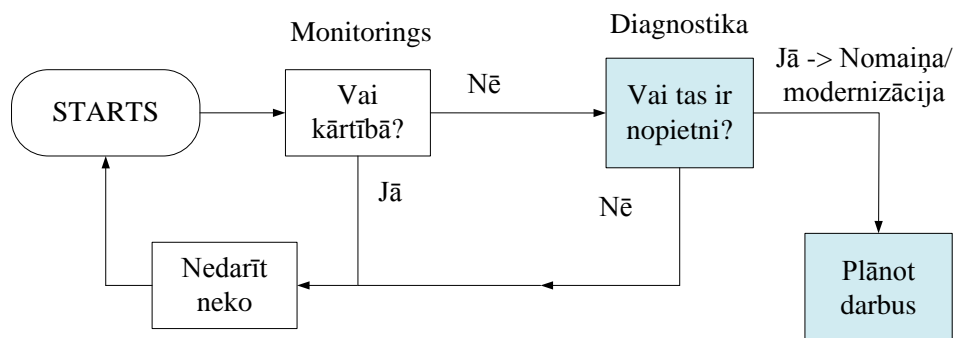
3.7. Prognozēšanas nozīme pētāmā objekta attīstībā

Bojājumu nākotnes prognozēšana ir vissvarīgākā informācija apkalpošanas inženieru grupai, lai izvairītos no sistēmas dīkstāves [1]. Lai veiktu prognozēšanu elektriskām iekārtām, šajā gadījumā lieljaudas transformatoriem, ir nepieciešama tieša saikne ar diagnostiku, jo transformatoru tehniskā stāvokļa un atlikušā ekspluatācijas laika prognozēšanu nav iespējams veikt bez sākotnējas bojājumu noteikšanas. Atteīcu (bojājumu) vislielāko lineāro pieaugumu iekārtas sastāvdaļas cieš ekspluatācijas perioda nobeiguma posmā. Parasti notiek, ka tādu iekārtas sastāvdaļu ekspluatācijas periods beidzas brīdī, kad nemainīgā atteīcu likme sāk šo lineāro pieaugumu.



3.8. att. „Vannas” veida līkne (transformatoru kalpošanas cikls)

Lieljaudas transformatora ekspluatācijas laiks sastāv no trim laika periodiem, kā parādīts 3.8. attēlā. Lieljaudas transformatora ekspluatācijas laika pagarināšana ir balstīta uz diagnostikas rezultātu un prognozēšanas metodikas izmantošanu. Reālā tehniskā stāvokļa ekspluatācijas pieejas (CBM) tehniskās apkalpošanas nākamo darbību apskatīšana ir atkarīga no transformatoru tūlītēja tehniskā stāvokļa un no bojājumu sākotnējas eksistēšanas. Šis pamatojums tiek atspoguļots diagrammā, ko var redzēt 3.9. attēlā.



3.9. att. Monitoringa (uzraudzības) un diagnostikas atgriezeniskā loģikas diagramma

Ir svarīgi saprast atšķirību starp defektu/bojājumu diagnostiku un atteicu diagnostiku. *Defektu diagnostika.* Noteikšana, atrašana, izolēšana un identifikācija sagaidāmā vai iesāktā defekta stāvokli – ietekmei pakļautās komponentes (energosistēmas, apakšstacijas) joprojām darbojas, neskatoties uz tās vidējo ekspluatācijas vecumu, kas pārsniedz pilno normēto ekspluatācijas laiku.

Atteicu diagnostika. Noteikšana, atrašana, izolēšana un komponentes identifikācija (apakšsistēma, sistēma) kas pārtrauca darbību.

Defektu diagnostika, izolēšana un identifikācija ir pielietojama, lai realizētu sekojošās rīcības:

- *Defektu (atteicu) noteikšana.* Nenormāls darbības stāvoklis ir noteikts un protokolēts.
- *Defektu (atteicu) izolēšana.* Defektīvi strādājošo vai nestrādājošo komponentu (apakšsistēmu, sistēmu) noteikšana.
- *Defektu (atteicu) identifikācija.* Defekta (atteices) rakstura un nozīmīguma vērtēšana.

CBM/PHM sistēmas izstrādātājiem jāievēro sistēmas lietotāju nosacījumi un jāsapņo visus sistēmas mērķus. Arī ir iespējams noteikt vispārējās prasības saistītos ar kārtējo diagnostiku, specifiskās prasības definīciju sistematizētai pielietošanai. Šo pienākumu realizēšanu nodrošina vairākas struktūrvienības, kas nodarbojas ar transformatora parka diagnostiku un uzturēšanu.

Galvenokārt CBM/PHM sistēma:

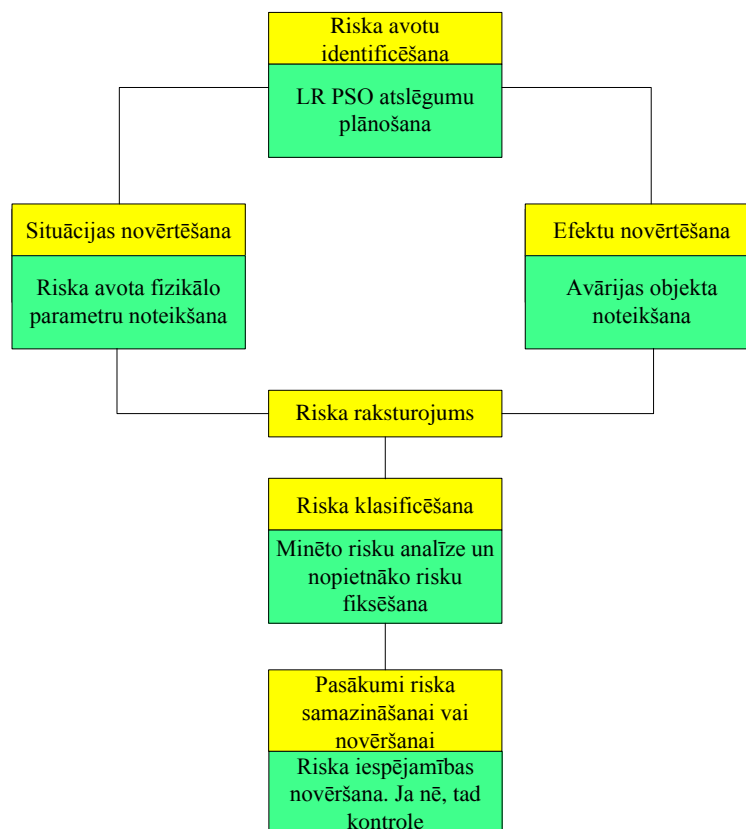
- Nodrošina uzlaboto tehnisko apkalpošanu un drošumu, kamēr darbības un uzturēšanas izmaksas samazinās;
- Izveidota, kā atvērtā sistēma, kas paredz citu metodoloģiju pielietošanu;
- Cieši kontrolē PHM efektivitāti („svaru”);
- Atbilst uzticamības, noderīguma, pielietojuma un ilgmūžīguma prasībām;
- Atbilst monitoringa, struktūras, izmaksas, saderības un apkārtējas vides prasībām.

Defektu diagnostikas un prognozēšanas tehniskās izpildes secībai ir jāakcentē prioritātes, lai novērtētu un izteiktu nākamo efektīgu rīcību, diagnostikas un prognozēšanas algoritma precizitātei. Prognozēšana rāda unikālus izaicinājumus piemītošos ilglaicīgai prognozēšanai nenoteiktības apstākļos. Ir svarīgi prognozēt dzīves cikla tehniskos maksimumus pateicoties CBM/PHM pieejas pielietošanai. Tās iespējas vai nespējas izšķir iekārtu, datus, metodes.

4. TRANSFORMATORU TEHNISKĀ STĀVOKĻA RISKĀ PAKĀPES NOTEIKŠANA

Ceturtajā nodaļā tiek apskatīta transformatoru tehniskā stāvokļa riska pakāpes noteikšanas metodoloģija. Riska novērtēšana ļauj spriest par potenciāli iespējamām transformatoru darbības atteicēm un to sekām. Pielietojot šo metodoloģiju kopā ar iepriekš aprakstīto apvienoto ekspluatācijas pieeju un tās defektu atklāšanas metodēm, var plānot transformatora turpmāku ekspluatāciju ar pieļaujamo riska pakāpi.

Risku apzināšana transformatoru ekspluatācijas jomā, ir ļoti svarīgs moments tā iemesla dēļ, ka transformatora defekta rezultātā un turpmāk atteices rezultātā sekas var būt ļoti negatīvas, kas izpaužas gan elektroenerģijas ražotājam, pārvades operatoram, gan elektroenerģijas lietotājiem – gala patērētājiem. Risks – komplekss jēdziens, kas aptver atteices (avārijas) varbūtību un šī notikuma izraisīto nevēlamo seku apjoma novērtējumu. Tādēļ nepieciešams zināt potenciālos riskus: īstermiņa riski, ilgtermiņa riski. Riska novērtēšana – process, kura laikā tiek kvalitatīvi un kvantitatīvi novērtēti, kā risks, kas iestājas no transformatorā pastāvošām briesmām ietekmē turpmāku ekspluatāciju. Kopumā risks ir definēts kā divu parametru rezultāts: dīkstāves varbūtība un tās sekas. Shematiski galvenos riska novērtēšanas soļus var attēlot šādi, 4.1. attēlu [25].



4.1. att. Riska novērtēšanas metodoloģija

Transformatora defekta vai atteices riska novērtēšana tieši saistīta ar transformatora tehniskā stāvokļa indeksu (TSI). Jo augstāks TSI, jo riski ir zemāki. Risku klasificēšanai pastāv 5 pakāpes. Papildus tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) vērtībai pielietojama, tā saucamā, riska novērtēšanas matrica. Riska pakāpe tiek noteikta, iepriekš nosakot potenciālo risku sekas un iespējamību, 4.1. tabula. Risku sekas un iespējamības cieši saistītas ar TSI vērtību, piemēram: $80 \leq TSI \leq 106$ un $60 \leq TSI < 80$, tad tas atbilst sekas novērtējumam „maz bīstamas”, savukārt ja $10 \leq TSI < 60$, tad tas atbilst „bīstamas” un beidzot, ja $TSI < 10$, tad tas atbilst „ļoti bīstamas”.

4.1. tabula

Riska kvalitatīvā novērtēšana – riska pakāpes noteikšana

Riska iespējamība	Riska sekas		
	Maz bīstamas	Bīstamas	Ļoti bīstamas
Neiespējams	NENOZĪMĪGS RISKS (I)	PIEŅEMAMS RISKS (II)	CIEŠAMS RISKS (III)
Maziespējams	PIEŅEMAMS RISKS (II)	CIEŠAMS RISKS (III)	NOZĪMĪGS RISKS (IV)
Iespējams	CIEŠAMS RISKS (III)	NOZĪMĪGS RISKS (IV)	NEPIELĀUJAMS RISKS (V)

Transformatora ekspluatācijas laikā, pielietojot apvienoto TBM/CBM ekspluatācijas pieeju, nepārtraukti tiek izvērtēti potenciāli draudošie riski, kuriem tiek piešķirta attiecīgā pakāpe. Pēc riska pakāpes piešķiršanas nepieciešams pieņemt tehnisko lēmumu par nepieciešamajām darbībām. Tam dēļ izstrādāts preventīvo pasākumu apjoms, 4.2. tabulā

4.2. tabula

Veikto preventīvo pasākumu apjoma novērtējums

I pakāpe	Ir veikti visi nepieciešamie (vai iespējamie) pasākumi riska faktoru iedarbības samazināšanai vai novēršanai
II pakāpe	Perspektīvi būtu vēlams veikt pasākumus riska faktoru iedarbības samazināšanai
III pakāpe	Obligāti jāveic pasākumi riska iedarbības samazināšanai vai novēršanai

Riska analīzei un it īpaši riska varbūtības vērtējumam var būt izšķiroša nozīme, veicot projektēšanu, ražošanu, darbību, politikas un pārvaldes lēmumu pieņemšanu. Riska novērtējumu apraksta saistība starp dīkstāves varbūtību un to seku, bet uzturēšanas izmaksas, lai izvairītos no dīkstāves, piemēram, kapitālais remonts vai nomaiņa netiek ņemtas vērā. Toties pilnīgās riska novērtēšanas pieejas pamatideja ir noskaidrot ekspluatācijas izmaksas tik pat labi, kā dīkstāves varbūtību un to seku.

DARBA GALVENIE REZULTĀTI UN SECINĀJUMI

Promocijas darbā veikto pētījumu rezultātā:

- uzlabota LR PSO lieljaudas transformatoru ekspluatācijas pieeja, kas iegūta:
 - apvienojot TBM un CBM ekspluatācijas metodoloģijas,
 - pielietojot modificētu aprēķinu transformatoru tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) noteikšanai,
 - ekspluatācijas pieejā iekļaujot atlikušā ekspluatācijas laika noteikšanu, tehniskā stāvokļa prognozēšanu un transformatoru atteicu riska novērtēšanu;
- veikta transformatoru tehniskā stāvokļa noteikšanas esošo metožu optimizācija, noteikts optimizētā diagnostikas algoritma pirmā etapa minimālais mērījumu apjoms;
- izanalizēti un piedāvāti, kā arī tas praktiski pierādīts, tehniskā stāvokļa noteikšanas papildus kritēriji (absorbcijas koeficientu (K_{abs}) un dielektrisko zudumu ($tg\delta$) sakarība (korelācija), transformatoru grupas stāvokļa relatīvā svāra (līmeņa) noteikšana);
- pierādīts, ka transformatoram ar ekspluatācijas laiku, kas pārsniedz 25 gadu, pastāv lineāra pozitīvā korelācija starp K_{abs} un $tg\delta$ raksturlielumiem. Tātad, transformatoram ekspluatācijas laikā veiktie modernizācijas darbi pozitīvi ietekmēja kopējo tehnisko stāvokli un tos var uzskatīt par efektīviem.
- papildināts kompleksās diagnostikas algoritms ar brāķēšanas kritērijiem (piemēram, RIP izolācijas caurvadizolatoriem ar C2 mērīšanas shēmu (stienis+ekrāns), cietās izolācijas pārbaude pie 300 sekundēm un ar 5 kV pielikto spriegumu, starptinumu kapacitāšu mērījumi, pārējos ekranējot);

Promocijas darba ietvaros veiktie pētījumi ļauj secināt, ka:

- apvienotā ekspluatācijas pieeja (optimizētais algoritms) ļauj ietaupīt lieljaudas transformatoru parka atjaunošanā investējamus finanšu līdzekļus un optimizēt atslēgšanas skaitu transformatoru remontiem un apkopēm;
- apvienotās ekspluatācijas pielietošana dod iespējas veikt racionālāko tehniski ekonomisko politiku, tādā veidā uzlabot tehniskās apkalpošanas efektivitāti. Apvienotās ekspluatācijas pieejas pielietošana ļauj variēt nākamās transformatoru pārbaudes laikus, kas nepārsniedz LR PSO apstiprinātās robežvērtības.

IZMANTOTĀS LITERATŪRAS SARAKSTS

1. Amish R.S, "Condition Assessment Techniques for Large Power Transformers," Curtin University of Technology, Karrinyup, Australia, Tech. Rep., 09820207, Nov. 2005.
2. Aubin J., Y. Ng Tong, G. Bennett and J. Eitzel, "Moisture-in-paper assessment from continuous monitoring of moisture in oil," in *Proc. EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference*, p.12. New Orleans, February 2004.
3. Bengtsson M., „Condition based maintenance systems—an investigation of technical constituents and organizational aspects,” Mälardalen University Licentiate Thesis No. 36., ISBN number: 91-88834-68-9, 2004.
4. Cal, J.-D., Zhang, T. „Moisture content assessment of transformer solid insulation using return voltage spectrum”, *2009 Proceedings of the IEEE International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, art.no. 5252457, pp. 257-260.
5. Chang-ping Z., H. Yong-liang, S. Ming-lei and L. Long-hui, "The research of moisture detection in transformer oil based on ultrasonic method" in *Proc. Information Science and Engineering (ICISE), 2010 2nd International Conference*, Hangzhou, China, 4-6 Dec., 1621-1624 pp.
6. Darian L.A., Y.A. Dementev, V.P. Efremov, A.V. Shurupov, A.V. Kozlov, V.P. Polischok, V.E. Fortov, M.F.Ivanov, A.D. Kiverin, E.M. Apfelbaum, V.S. Iorish, K.V. Khishchenko. A2-106 A new approach to design of oil-filled transformers with high fire and explosion safety. SC A2 TRANSFORMERS.PS1: Transformer incidents in service. CIGRE SESSION, 2010.
7. DiLeo M., C. Manker and J. Cadick, P.E., "Condition based maintenance", Cadick Corporation, Revised, October, 1999.
8. Dirba J., Ketnere E., Ketners K. Enerģētisko sistēmu transformatori. – R.: RTU izdevniecība, 2004. – 296 lpp.
9. Figueroa, E., Kalicki, T., TeNyenhuis, E. „Low frequency heating field dry-out of a 750 MVA 500 kV autotransformer”, *Electricity today* 2009.
10. Franchek, A. M., Woodcock, J. D., „Life-cycle considerations of loading transformers above nameplate ratings”, WEIDMANN, *Electrical Technology*, Dec. 2009., p. 34.
11. Gavrilovs G. Lieljaudas transformatoru modernizācijas darbi un to efektivitāte// Enerģētika un elektrotehnika. RTU zinātniskie raksti. 4. sērija, 28. sējums – Rīga: „RTU”, 2011.- 19-24 lpp.
12. Gavrilovs G., Vītoliņa S., „Lieljaudas transformatoru ekspluatācijas stratēģiju attīstības tendences”, *Enerģija un pasaule (EP)*, izdots 2009/9, 9. lpp.
13. Gavrilovs G. and Vītoliņa S. "Technical Condition and remaining lifetime assessment strategies of power transformers," in *Proc. 2010 of the 5th International Conference on Electrical and Control Technologies ECT-2010, May 6-7, 2010, Kaunas, Lithuania. Kaunas University of Technology, 2010, pp. 248-252.*
14. Gavrilovs G., Borscevskis O., "Power transformers diagnostic," in *Proc. 2011 of the 10th International Symposium on Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering. Doctoral School of Energy and Geotechnology II*, January 10-15, 2011, Parnu, Estonia. Tallinn University of Technology, 2011, pp. 224-228.
15. Gavrilovs G. „Distinction of Power Transformer's Solid Insulation and its' Impact on Conclusion of Technical Condition”, *INDUCTICA Technical Conference, CWIEME, Berline* 24 Maijs, 2011.
16. Gavrilovs G. and Vītoliņa S. "Identification of power transformer's and failure and risk source," in *Proc. 2011 of the 52nd International Scientific Conference on Power*

- and electrical engineering, October 13-14, 2011, Riga, Latvia. Riga Technical University, 2011, pp.
17. Gavrilovs G., „Moisture presence in insulation oil. Oil degradation effect on solid insulation of electrical equipment,” in *Proc. 2011 of The 6th International Conference on Electrical and Control Technologies ECT-2011, Kaunas, Lithuania. Kaunas University of Technology*, pp. 272-275.
 18. Gavrilovs G., ”Technical Condition Asset Management of Power Transformers”, 2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe) Lielbritānija, Mančestra, 05-07 Decembris, 2011.
 19. Gavrilovs G., Vitolina S and O. Borscevskis, “Power Transformer’s Fault Prognosis”, in *Proc. of IEEE PES PowerTech-Trondheim conference*, Norway, Trondheim, June 19-23, 2011.
 20. Gerhards J. Elektroapgāde.- Rīga: Zvaigzne, 1989.- 329 lpp.
 21. Gerhards J., Mahņitko A. Elektroapgādes sistēmu optimizācija un prognozēšana. RTU. Enerģētikas institūts 2001. - 83 lpp.
 22. Horning M., J. Kelly and S. Myers, “Transformer Maintenance Guide,” ed. 3rd, S D Myers Inc., 2004, p. 437.
 23. Kalicki, T., Ziomek, W. „Moisture in high voltage power transformers in service”, *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, 86 (11B), pp. 48-51.
 24. Krišāns Z, Oļeiņikova. Elektroenerģētisko uzņēmumu vadības pamati. Rīga, RTU, 2007.-158 lpp.
 25. Modarres M., „Risk analysis in engineering. Techniques, Tools and Trend”, Taylor & Francis, New York, 978-1-57444-794-1, 2006.
 26. Molinski T., P. Eng, “Minimizing the life cycle cost of power transformer,” in *Proc. CIGRE 2001 Colloquium Dublin SC 12.20, Economics Transformer Management*.
 27. Moxley R., A. Guzman, “Transformer maintenance interval management,” in *Study Committee B5 Colloquium, CIGRE*, Calgary, Canada, 14-16 Sep.
 28. Noonan T., “Power Transformer On-site Condition Assessment Testing,” presented at the International Council on Large Electric System, CIGRE Paris, France, 2000.
 29. Portable and Stationary Test Equipment for Measurement and Certification of Electricity Meters, Meter Test Equipment, ed.04, pp.14, 2010.
 30. Power delivery and Utilization / Internet. - <http://my.epri.com>
 31. Presentation of CIGRE activities on Power Transformers. C. Rajotte (CA)Chairman SC A2 "Transformers" / Internet. - <http://www.cigre-a2.org>.
 32. Schijndel A., Jos M. Wetzter and P.A.A.F. Wounters “Forecasting transformer reliability,” in *Proc. 2006 IEEE Electrical Insulation and Dielectric Phenomena Conf.*, pp. 577-582.
 33. Sheth A.R. Condition Assessment Techniques for Large Power Transformers. A thesis, Curtin University of Technology, Australia, 2005 – 127 p.
 34. Smekalov V.V., Dolin A.P., Pershina N.F., “Condition assessment and life time extension of power transformers”, CIGRE 2002, Nr.12-102, France, Paris.
 35. Sumereder, C., Muhr, M.” Moisture determination and degradation of solid insulation system of power transformers”, *2010 Conference Record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, art.no. 5549775.
 36. Sundberg A., “Manegement aspects on Condition Based Maintenance” *Paper presented at the 9th International Conference on Marine Engineering Systems ICMES2003*, Helsinki University of Technology, May 2003.
 37. The key to condition-based asset strategies for power transformers / Internet -: <http://www.weidmann-solution.cn/zhenduan>.

38. Transformer diagnostics, Facilities Instructions, Standards, and Techniques (FIST). Volume 3-31, Technical Services group D-8540, US Department of the Interior Bureau of Reclamation, Denver, Colorado, USA, 2003 – 63 p.
39. Transformer maintenance/Internet-:http://www.usbr.gov/power/data/fist/fists3_30/3_30_4.htm
40. Transformer Life Management. International Conference TLM-2011, Vācija, Hannovere, 06-07 Jūnijs, 2011.
41. Transformer Performance Database. A Value Proposition for an Industry-wide Equipment Performance Database (IDB) of Substation Transformers”, Power Delivery & Utilization, EPRI, USA, ID 1012357, Dec. 2006.
42. Transformatoru ekspluatācijas instrukcijas. ABB.
43. Tsair-Fwu Lee, Ming-Yuan Cho, Chin-Shiuh Shieh, Hong-Jen Lee and Fu-Min Fang, “Diagnosis of Incipient Fault of Power Transformers Using SVM with Clonal Selection Algorithms Optimization,” *Foundations of Intelligent Systems*. Lecture Notes in Computer Science, 2006, Volume 4203/2006, 580-590, DOI: 10.1007/11875604_65.
44. Vachtsevanos G., Lewis F., Roemer M., Hess A., Wu B. Intelligent Fault Diagnosis and Prognosis for Engineering Systems. – John Wiley & Sons, Inc., US, 2006.– 454 p.
45. Vasermanis E., Šķiltere D., Krasts J. Prognozēšanas metodes.- Rīga: Izglītības solī, 2. papildinātais izdevums, 2004. – 121 lpp.
46. Vītoliņa S.,”Latvijas energosistēmas lieljaudas transformatoru diagnostikas uzlabošana ar gāzu hromatogrāfijas analīzes metodi,” Promocijas darbs,-R.:RTU, 2007.-157 lpp.
47. Wang Z., „Artificial Intelligence Applications in the Diagnosis of Power Transformer Incipient Faults”, dissertation in Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia, August 8, 2000.
48. Wetzer J.M., C.J Cliteur, W.R Rutgers and H.F.A Verhaart “Diagnostic and Condition Assessment Techniques for Condition Based Maintenance,” in *Proc. IEEE 2000 Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, pp. 47-51.
49. William H., P.E. Bartley and R. James, “Transformer Asset Management,” in *Proc. of 2003 Doble Engineering Company Conference*.
50. Young Z.Y.G, Mohd A.T. and Hannah A. R., “TNB experience in condition assessment and life management of distribution power transformers,” in *Proc. 2009 of the 20th International Conference and Exhibition on.*, pp. 1-4.
51. CIGRE Working Group A2.23 “Guide on transformer lifetime data management,” CIGRE, August 2006.
52. CIGRE, Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities, Working Group A2.27 2008.g., 27 p.
53. CIGRE Working Group 12.18 “Life Management Techniques for Power Transformers,” Final report, CIGRE SC 12, 2002.
54. IEC 60354, „Loading guide for oil-immersed power transformers”, 2nd Edition, 1991-09.
55. IEC 60076-2., “Power transformers – Temperature rise”, 3rd. Edition, February 2011.
56. IEC 60076-8.,”Power transformers – Application guide”, International Standard, First edition, 1997-10.
57. IEC 60300-3-11, „Dependability management. Application guide – Reliability centred maintenance”, 2nd Edition, 2009-06.
58. IEEE Std. C57.106., „Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil Equipment”, 2006

59. IEEE Std 62-1995., „IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electrical Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors”, IEE Power Engineering Society, Institute of Electrical & Electronics Engineers INC, May 2010.
60. IEEE C57.12.90., „Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”, Jun 17, 2010.
61. IEEE PES Transformers Committee, “IEEE Trial-Use Guide for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors”, IEEE/NEMA, C57.113-2010.
62. International Engineering Center, “Methods and assessment of energetic equipment”, ed.20, St. Petersburg, pp. 392, June 2002.
63. AS „Latvenergo” koncerna ilgspējas 2011. gada pārskats / Internets.- http://www.latvenergo.lv/portal/page/portal/Latvian/gada_parskati
64. AS „Latvijas elektriskie tīkli” Transformatoru saraksta datu bāze.
65. AS „Latvijas elektriskie tīkli”. Tehnisko defektu un atteižu iemeslu statistika. Apkopots materiāls.
66. AS „Latvijas elektriskie tīkli” speciālistu modernizācijas darbos uzkrāta pieredze.
67. AS „Latvijas Elektriskie Tīkli” iekšējais normatīvais dokuments.
68. LEK 002: 2011, „Energoietaišu tehniskā ekspluatācija”.
69. LEK 118: 2008, „Transformatoru eļļu pārbaudes normas”.
70. LVS EN 60296:2004. Elektrotehniskie šķidrums. Nelietotas izolējošas minerāleļļas transformatoriem un komutācijas aparatūrai. AC:2005.-31 lpp.
71. LVS EN 60814:2003, „Izolējošie šķidrums. Ar eļļu piesūcināts papīrs un kartons. Ūdens noteikšana ar automatizētu kulonometrisko titrēšanu pēc Karla Fišera metodes”, IEC, Maijs, 2003.
72. Lieljaudas transformatoru ABB, KONČAR, ENERGOSERWIS izgatavotājrūpnīcas ekspluatācijas instrukcija.
73. LZA Terminoloģijas komisija: Akadēmiskā terminu datubāze AkadTerm / Internets. – <http://termini.lza.lv>
74. Алматинский институт энергетики и связи, ВЕСТНИК, научно-технический журнал, ISSN 1999-9801, выпуск 3(6), 2009.
75. ВНИИЭ informatīvais materiāls / Internets.- <http://vniie.ntc-power.ru>.
76. ГОСТ 11677-85 (1999) „Силовые трансформаторы. Общие технические указания”.
77. „ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ,” РД 34.45-51.300-97, - 6-е изд., с изм. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
78. Макаров Е. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей. Учебник. М., Академия, 2003.-449с.
79. Материалы семинара «Современные проблемы производства, эксплуатации и ремонта трансформаторного оборудования» 21 – 26 июня 2004 года. - Санкт-Петербург.: ПЭИПК, 2004г., 196 с.
80. Попов Г.В., Рогожников Ю.Ю. Алгоритм диагностики масляных трансформаторов. Информативный портал “TRANSFORMаторы”.
81. Розенкрон Я.К. [и др.] "Методические указания по проверке нагрузочной способности трансформаторов с применением ЭВМ ДЗ-28". – Рижский политехнический институт. Кафедра электроснабжения, 1998. – 32 с.
82. Сборник докладов VI Симпозиума «Электротехника-2010», Том 1, Москва.
83. Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» — ВНИИЭ” 2007.g. обзор энергосистем.