

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE
Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte
Enerģētikas institūts
Elektrisko mašīnu un aparātu katedra

Gerards GAVRILOVS

Doktora studiju programmas „Enerģētika un elektrotehnika” doktorants

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

Promocijas darbs

Zinātniskais vadītājs
Dr.habil.sc.ing., profesors
JĀNIS DIRBA

Zinātniskā darba konsultante
Dr.sc.ing., asoc. profesore
SANDRA VĪTOLIŅA

Rīga 2012

ANOTĀCIJA

Elektroapgādes drošums ieņem nozīmīgu vietu enerģētikā. Ik gadus pieaug gan elektroenerģijas lietotāju skaits, gan izlietotās elektroenerģijas daudzums. Līdz ar to pieaug zaudējumi, kuri rodas gan lietotājam, gan pārvades operatoram un elektroenerģijas ražotājam gadījumā, ja tiek pārtraukta elektroenerģijas piegāde. Elektroapgādes drošums lielā mērā ir atkarīgs no iekārtu drošuma, kuras ir iekļautas elektroapgādes ķēdē no ģeneratoriem līdz elektroenerģijas patērētājiem. Iekārtu, t.sk. lieljaudas transformatoru drošums ir atkarīgs no vairākiem faktoriem, šajā darbā uzmanību pievēršot lieljaudas transformatoru tehniskajam stāvoklim.

Lieljaudas transformators ir viens no energosistēmas galvenajiem elementiem, kas lielā mērā nosaka elektroapgādes drošumu. Tāpēc šajā darbā uzmanība tiek vērsta transformatoru ekspluatācijai, diagnostikai, tehniskā stāvokļa prognozēšanai, defekta noteikšanai un riska novērtēšanai – parādīta transformatoru profilakses un ekspluatācijas evolūcija no remontiem pēc fiksēta grafika līdz tehniskā stāvokļa kontrolei un ekspluatācijai ar pieļaujamo riska pakāpi un atlikušā darbmūža prognozēšanu.

Ārkārtīgi svarīgi izvēlēties pilnāku un kvalitatīvu diagnostikas metodi, kura pielietojama transformatoru atsevišķu mezglu, izolācijas eļļas un cietās izolācijas īpašību novērtēšanai un kura ir piemērojama attiecīgajai ekspluatācijas pieejai. Informācijai, kuru iegūst, veicot objekta diagnostiku, jābūt pilnīgai un nepārprotamai. Tai ir jāatbilst objekta izolācijas stāvokli uz iegūtās informācijas pamata. Diagnostikas metodei ir jānodrošina pilnīgs priekšstats par pētāmo objektu, pretējā gadījumā objekta drošums netiek novērtēts pareizi.

Šajā darbā piedāvāts: lieljaudas transformatoru iespējamo ekspluatācijas pieeju (stratēģiju) apskats, tehniskā stāvokļa noteikšanas metodoloģija (TSI – tehniskā stāvokļa indekss) un vērtēšanas kritēriji, tehniskā stāvokļa prognozēšanas metode un paņēmieni transformatoru atteižu un defekta novērtēšanai ar turpmāku riska pakāpes noteikšanu.

Darbā izstrādāts tehniskā stāvokļa noteikšanas algoritms, kas balstās uz Latvijas Republikas Pārvades Sistēmas Operatora (turpmāk LR PSO) pielietojamo diagnostikas metožu kopumu.

Promocijas darbs satur 118 lappuses ar 41 attēliem un 27 tabulām. Tas sastāv no ievada, 4 nodaļām un darba galvenajiem rezultātiem ar secinājumiem.



Šis darbs ir atbalstīts ar Eiropas Reģionālās Attīstības Fondu

ANNOTATION

Reliability of the electricity supply plays an important role in energy sector. The number of power consumers and amount of consumed power energy increase on yearly basis. As a result of consuming losses of electricity power increase too, which are incurred to consumers, transmission operator and power producer in case when power supply is interrupted. Electricity supply mainly depends on the safety of equipment, which appears at each stage of electricity chain: from generators to electricity consumers. Safety of the equipment depends on several factors, but in this work attention is mainly focused on the technical condition of high power transformers.

High power transformer is one of the main elements of power system, which determine safety of electricity supply. Therefore, in this work, attention is drawn to transformer maintenance, diagnostics and prognosis of technical condition, fault detection and risk assessment – there is transformer prevention and maintenance evolution from repair works based on worked out schedule till the technical due diligence of technical condition and maintenance with an acceptable degree of risk and prognosis of the remaining life time.

It is extremely important to choose appropriate and qualitative diagnostic method which will suitable to the individual transformer unit, properties assessment of insulating oil and solid insulation and which will applicable to the approved maintenance strategy. The information obtained by the object diagnostic, should be maximally complete and unequivocal. The status of the object insulation should be reflected on the basis of information obtained. Diagnostic method should have a complete conception of the investigated object; otherwise the safety of the object is not properly evaluated.

This work dealt with: high-power transformers possible maintenance strategies and its survey, the assessment methodology of technical condition (TCI – technical condition index) and parameters of assessment, prognosis methods of the technical condition and techniques, possible transformer failures and fault assessment of future risk determination.

Technical condition detection algorithm based on Republic of Latvia Transmission System Operator (further RL TSO) applied diagnostic method is developed in the work.

The doctoral thesis contains 118 pages with 41 figures and 27 tables. It includes an introduction, 4 chapters and thesis's main results with conclusions.



This work has been supported by European Regional Development Fund

SATURS

Ievads	6
Promocijas darba tēmas aktualitāte.....	6
Pētījuma objekts, mērķi un uzdevumi.....	8
Promocijas darba zinātniskā novitāte	8
Pētījuma līdzekļi, metodes un ierobežojumi	9
1. Lieljaudas transformatoru kompleksā diagnostika	10
1.1. Vispārējās diagnostikas prasības un nepieciešamība.....	10
1.2. Diagnostikas ekonomiskie aspekti.....	12
1.3. Diagnostikas lietderīgums un tehniskā stāvokļa kontrole.....	15
1.3.1. Transformatoru avāriju biežuma un raksturīgāko defektu analīze.....	24
1.3.2. Transformatora apkalpošana un tehniskās informācijas vākšana	31
1.3.3. Tehniskās informācijas un ekspluatācijas mērījumu rezultātu analīze	34
1.3.4. Eļļas paraugu noņemšana no transformatora tvertnes, caurvadizolatoriem, kontaktoriem un eļļas fizikālķīmiskās analīzes veikšana laboratorijā	38
1.3.5. Mērījumu veikšana strādājošām transformatoram tukšgaitas un slodzes režīmos	39
1.3.6. Tradicionālo elektrisko mērījumu veikšana atslēgtam transformatoram	39
1.3.7. Tehniskās atskaites sagatavošana	42
1.4. Transformatora tehniskā stāvokļa uzlabošanas pasākumi	42
1.4.1. Fizikālķīmiskas laboratorijas piesaiste	45
1.4.2. Transformatora atvēršana un takelāžas darbi	45
1.4.3. Atsevišķu transformatora mezglu rekonstrukcija	45
1.4.4. Eļļas un absorbentu sagatavošana	47
1.4.5. Cietās izolācijas mazgāšana (attīrīšana) un žāvēšana	47
2. Lieljaudas transformatoru ekspluatācijas pieejas	53
2.1. Vispārīgā informācija	53
2.2. Mūsdienīgas transformatora parka ekspluatācijas problēmas	57
2.3. Transformatora periodiski veicamā ekspluatācijas pieeja (TBM)	61
2.4. Transformatora reālā tehniskā stāvokļa noteikšanas ekspluatācijas pieeja (CBM)	62
2.4.1. Ekonomiskā efektivitāte	65
2.4.2. Tehniskais nodrošinājums	66

2.4.3. Transformatora novecošanās process	66
2.4.4. Monitoringa sistēmas	67
2.4.5. Tehniskais apkalpošanas personāls	67
2.5. Apvienotās ekspluatācijas pieejas izstrādes pamatojums	67
3. Lieljaudas transformatora tehniskā stāvokļa noteikšana un prognozēšana	69
3.1. Transformatora ekspluatācijas laiks	69
3.1.1. Transformatora ekspluatācijas laika aspekti	70
3.1.2. Transformatora darba resursu pārvaldība	72
3.1.3. Transformatora atlikušā ekspluatācijas laika noteikšana	73
3.1.4. Transformatora izolācijas novecošanas faktors	75
3.1.5. Elektrisko mērījumu datu matemātiskā apstrāde	82
3.2. Transformatora tehniskā stāvokļa indeksa noteikšana	89
3.3. Prognozēšanas sistēmas pamati	95
3.4. Prognozēšanas un tehniskā stāvokļa vadības pieeja (PHM)	98
3.5. Prognozēšanas (PHM) un reālā tehniskā stāvokļa ekspluatācijas pieejas (CBM) mijiedarbība un defektu prognozēšana	101
4. Lieljaudas transformatoru tehniskā stāvokļa riska pakāpes noteikšana	110
4.1. Riska izvērtēšanas nepieciešamība	110
4.2. Riska novērtēšanas sistēma	111
Darba galvenie rezultāti un secinājumi	114
Izmantotās literatūras saraksts	115

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 tādām, 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 atkārtošanos 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 aparatūru, kas savukārt iespaido mērījumu rezultātus un diagnostikas izvērtēšanu kopumā.

1. LIELJAUDAS TRANSFORMATORU KOMPLEKSĀ DIAGNOSTIKA

1.1. Vispārējās diagnostikas prasības un nepieciešamība

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).

Izmaiņas tautsaimniecībā un valsts atsevišķu reģionu attīstības dinamika rada nepieciešamību jaunu apakšstaciju un jaunu elektrolīniju celtniecībai. Energosistēmas pārvades elektrotīkla attīstība paredz tā modernizāciju un rekonstrukciju, pamatojoties uz mūsdienīgi drošu un dabai draudzīgu elektroiekārtu ieviešanu ekspluatācijā. Šajā laikā, kad ekonomiskais stāvoklis mūsu valstī un visā pasaulē nav stabils, attīstības projektu realizēšanu apgrūtina daži ekonomiski aspekti. Lai esošajā situācijā samazinātu izmaksas un būt konkurētspējīgiem ekspluatācijas un diagnostikas nozarē, jāpievērš lielāka uzmanība ekspluatācijā esošās elektroiekārtas tehniskā stāvokļa uzturēšanai, kas paredz elektroiekārtu diagnostiku, remontu un nepieciešamības gadījumā arī nomaiņu.

Diagnostika ir ļoti svarīga transformatoru stāvokļa noteikšanas brīdī. Ļoti precīza un cītīga tehniskā stāvokļa noteikšana ir iespējama tikai pie nosacījuma, ja ir speciāli apmācīts elektrotehniskais personāls, kura rīcībā ir profesionālās iemaņas un noteiktā šim nolūkam paredzētā aparatūra. Pretējā gadījumā, iegūstot neskaidru diagnostikas rezultātu, nespēs izvērtēt iegūtā rezultāta vērtību un viņam mazinās interese gan par diagnostikas rezultātu, gan tā iegūšanas procesu.

Cietā izolācija ir svarīga transformatoru sastāvdaļa. Tā lielā mērā nosaka gan elektroiekārtas kalpošanas resursu, gan elektroapgādes ekonomiskos aspektus un elektroapgādes kvalitāti. Tādēļ ir svarīgi novērtēt lieljaudas transformatoru izolācijas stāvokli [60].

Lieljaudas transformatoru (turpmāk tekstā – transformators) izolācijas stāvokļa pārbaude un novērtējums vai diagnostika vairumā gadījumu jāveic, atslēdzot spriegumu no strāvu vadošajām daļām. Tāpēc, veicot lieljaudas transformatoru izolācijas stāvokļa

diagnostiku, ir jāiegūst iespējami daudz informācijas par izolācijas stāvokli. Šim informācijas apjomam ir jāvelta īpaša vērība, jo tam ir liela nozīme sistēmas tehnisko un ekonomisko aspektu vērtējumā. Formāla attieksme pret tehniskā stāvokļa diagnostiku netieši samazina elektroapgādes drošumu, bet zemāks elektroapgādes sistēmas drošums ir saistīts ar lielākiem zaudējumiem elektroapgādes uzņēmumam.

Transformatoru 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. Transformatora atteice var izsaukt avāriju enerģosistēmā ar plaša mēroga sekām.

Transformatora tehniskā stāvokļa kontrole darbības un periodiskās apsekošanas laikā, ietilpst profilaktisko pasākumu sastāvā tā darba spēju uzturēšanai. Darba laikā radušo defektu atklāšana to agrīnā stadijā, kad vēl nav radusies avārijas situācija, savlaicīgā un pareizā lēmumu pieņemšana, šo defektu likvidācijai, nodrošina augstu gatavības koeficientu, samazina dīkstāves laiku un remonta izdevumus, pagarina iekārtu ekspluatācijas ilgumu. Tāpēc visās vadošajās valstīs, enerģosistēmu nozarē, pēdējos gados transformatoru tehniskā stāvokļa kontrolei un diagnostikai pievērš ļoti lielu uzmanību. Par to liecina strauji pieaugošais starptautisko simpoziju un konferenču skaits, kas pēdējos gados veltīts transformatoru diagnostikai. Aktīvi šajā darbā piedalās viena no pasaules vadošajām organizācijām CIGRE (International Council on Large Electric Systems) [52].

Transformatoru galvenās īpatnības saistītas ar to, ka tajos tiek izmantota papīra - eļļas izolācija un dzesēšana notiek ar cirkulējošu eļļu hermētiski noslēgtā tvertnē. Transformatoru nozīmīgums nosaka augstu aktīvo materiālu izmantošanas pakāpi. Šajā sakarā jāņem vērā izolācijas novecošanās ekspluatācijas laikā, jākontrolē tās stāvoklis, periodiski jānostiprina tinumi ("jāsapresē") un jānodrošina, lai apkārtējais gaiss nenokļūtu transformatorā, pasargājot izolāciju no mitruma. Jāatzīmē, ka tehniskā stāvokļa kontroli sarežģī arī tas, ka transformatoru aktīvā daļa (serde un tinumi) tieši nav pieejami, bet atrodas hermētiski noslēgtā tvertnē.

Prasības, kas tiek izvirzītas transformatora darbības drošumam ir atkarīgas no tā, kādā mērā tas ietekmē konkrētas elektrostacijas, elektriskā tīkla vai enerģosistēmas darbību kopumā. Sevišķi augstas prasības tiek izvirzītas transformatoriem, kas ietilpst bloka "ģenerators – transformators" sastāvā. Jo, izejot no tehniskās kārtības, šādā gadījumā tiek atslēgts viss bloks, kas ietekmēs elektroenerģijas ražošanu. Atsevišķos gadījumos tas var būt par iemeslu enerģosistēmas sabrukumam. Stingrās drošuma prasības tiek izvirzītas arī lieljaudas autotransformatoriem, kas nodrošina starpsistēmu saiti, un tiem, kas uzstādīti mezglu apakšstacijās. Šādu transformatoru kontrole tiek veikta pastiprināti. Analizējot ārvalstu pieredzi, redzams, ka vispilnīgākās un modernākās sistēmas tiek lietotas

paaugstinošiem transformatoriem apakšstacijās [6]. Šajos gadījumos uzskata par lietderīgu izmantot visai dārgas kontroles un diagnostikas sistēmas, piemēram, automātiskai eļļas paraugu ņemšanai, hromatogrāfiskai analīzei. Šādu diagnostikas sistēmu izmaksas var sastādīt līdz 10% no transformatora izmaksām.

Transformatoru drošums cieši saistīts ar to ekspluatācijas ilgumu. Šis laiks arī nosaka ar darba režīmiem saistītos pieļaujamos faktoros. Transformatoru atteicu līknes augošais raksturs, pēc normatīvos paredzētā laika nostrādāšanas, ir līdzīgs citu elektroiekārtu attiecīgajām līknēm. Transformatoru svarīgākā īpatnība ir tā, ka to ekspluatācijas ilgumu galvenokārt nosaka papīra – eļļas izolācijas stāvoklis, tās dabiskās novecošanas process un ārējo faktoru iedarbība.

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.

Transformatoru kompleksā diagnostika ļauj iegūt objektīvu vērtējumu par to stāvokli, noteikt defektus, kā arī izstrādāt rekomendācijas defektu novēršanai, remontdarbu veikšanai un transformatoru turpmākai ekspluatācijai. Diagnostikas rezultātu efektivitāti panāk, izmantojot plaša spektra mērījumus un analīzes: profilaktiskie mērījumi, eļļas fizikālķīmiskās analīzes un eļļā izšķīdušo gāzu hromatogrāfiskās analīzes [14].

1.2. Diagnostikas ekonomiskie aspekti

Šajā daļā tiks apskatīti diagnostikas metožu pielietojuma ekonomiskie pamati, to novērtējums, salīdzinājums, profilaktisko pārbaužu apjomi, kā arī minēts esošais stāvoklis izolācijas diagnostikas metožu tirgū un to attīstības perspektīvas. Apskatīts diagnostikas metožu dotais ieguldījums elektroapgādes sistēmu drošuma paaugstināšanā, kuras veidošanā tika izmantoti drošuma analīzes, tirgus veidošanās, elektroapgādes un ekonomikas mijiedarbība [24].

Atsevišķu transformatoru bojājumi var izraisīt vides piesārņojumu, aizdegšanos vai eksploziju, apdraudot apkalpojošo personālu un nodarot lielus materiālos zaudējumus. Dažkārt avārijas transformatoros rada negatīvu iespaidu sabiedrībā. Savukārt, rūpējoties par

vides aizsardzību, ir jāparedz likvidējamo iekārtu un materiālu kaitīgo atlikumu droša izvietošana un utilizācija. Šīs un citas nozīmīgākās elektroiekārtu ekspluatācijas netiešās izmaksas ilustratīvi parādītas 1.1. attēlā [36].



1.1. att. Transformatoru ekspluatācijas netiešās izmaksas

Transformatoru diagnostika (metode un iekārtas) ir sava veida prece, kuru piedāvā un realizē elektroapgādes uzņēmumos, lai noteiktu to rīcībā esošo tehnisko (izolācijas) stāvokli [12].

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, 1.2. att.

Katru diagnostikas metodi var raksturot kā precī, kas diagnostikas tirgū ieņem noteiktu vietu. Katrai diagnostikas metodei kā precei ir arī savā vērtība, kuru sastāda galvenokārt iekārtu cena, kas tiek lietotas attiecīgajai metodei, kā arī citi lielumi, kurus naudas izteiksmē izteikt ir sarežģītāk. Diagnostikas metodes praktiskās lietošanas vērtība ir viens no parametriem, ar kuru sastopas metodes lietotājs. Katrai diagnostikas metodei tā krasi atšķiras, sākot ar pieslēgšanas shēmām, mērīšanas procesu un beidzot ar rezultātu iegūšanu un analīzi.

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].



1.2. att. Lieljaudas transformatoru degšana

Lai pasniegtā informācija izskatītos saprotami, ir paņemts viens pēc Krievijas VS ražotais transformators un izskatīts diagnostikas ekonomiskā aspekta piemērs: dotajam transformatoram ar $S = 400$ MVA, ekspluatācijas gaitā, tukšgaitas un īsslēguma zudumi sasnieguši attiecīgās vērtības $P_0 = 440$ kW un $P_{\text{īssl.}} = 1430$ kW. Rezultāti iegūti, pateicoties kompleksās diagnostikas pielietošanai. Protams, jāvērtē arī tas moments, ka diagnostikas realizēšana pieprasa arī zināmos finansiālos ieguldījumus, kas bieži vien sastāda līdz pat dažiem desmitiem tūkstošu latu. Mēriekārtas pašizmaksas var sastādīt līdz 10 % no jaunā transformatora iegādes vērtības, bet galarezultāts ir acīmredzams. Pēc iegūto mērījumu rezultātu apstrādes tika pieņemts lēmums par modernizācijas darbu nepieciešamību. Dažu modernizācijas darbu rezultātā tika panākta zudumu samazināšana līdz $P_0 = 220$ kW un attiecīgi $P_{\text{īssl.}} = 780$ kW. Tālākai piemēra izskatīšanai pieņemam, ka vidējais zudumu laiks gadā ir 5000 st/gadā [82]. Elektroenerģijas cena ir 0.04 relatīvās vienības (r.v.)/kW. Jaudas zudumu samazinājums, pie transformatora atkārtotās ieslēgšanas ekspluatācija, sastādīs: $(440 + 1430) - (220 + 780) = 870$ kW. Tātad zudumu izmaksas samazinājums ir $0.04 \times 5000 \times 870 = 174\,000$ r.v. Pieņemam, ka jauns analogiskais transformators izmaksā 1000000 r.v., tad sanāk, ka atmaksāšanas periods tikai pateicoties zudumu samazināšanai ir $1000000 / 174\,000 = 5.75$ gadi.

Transformatoru atsevišķu mezglu diagnostika pēc optimizētā algoritma (detalizētāk 1.3. apakšnodaļā), piemēram, kontaktora – pārslēdža, dod iespēju izvairīties no nevajadzīgām ekspluatācijas izmaksām. Pakāpes pārslēdzim ir noteikts darbības laiks un tas ir 10000 nostrādes, pēc kurām būtu jāveic revīzija. Diagnostikas rezultāti apliecināja normālu tehnisko stāvokli un pateicoties tam izdevās ietaupīt sekojošus naudas līdzekļus, skat. 1.1. tabulu.

1.1. tabula

Pakāpju pārslēdža, kontaktora ekspluatācijas izdevumi

Nr. p.k.	Ekspluatācijas izdevumu komponentes		
	Materiāls	Cena, EUR	Piezīmes
1	Skrūves, noblīvējums	400	Atkarībā no tipa
2	Darba izmaksas	1 800	Darba uzraugs/veicējs
3	Eļļa	1 200	Ieskaitot utilizāciju
4	Ventiļi	300	Pēc nepieciešamības
5	Administrēšana un pieskaitāmie izdevumi	500	Personālu apmācība
	Kopā:	4 200	

1.3. Diagnostikas lietderīgums un tehniskā stāvokļa kontrole

Veicot transformatoru diagnostiku var būt divi rīcību varianti:

- uzticēties transformatoru bezatzei darbībai visā tā paredzētajā ekspluatācijas laikā un neveikt komplekso diagnostiku;
- veikt komplekso diagnostiku, iegūstot informāciju par transformatoru stāvokli gan pirms, gan pēc paredzētā ekspluatācijas laika beigām.

Pirmajā variantā jānodrošina transformatoru nomaiņa, beidzoties to pilnam normētam ekspluatācijas laikam. Pretējā gadījumā tiek radīta nepamatoti augsta riska situācija, apzināti gaidot šo transformatoru atteici. Izvēlēties šo variantu var tikai tad, ja transformatoru ekspluatācijas līmenis ir augsts. Ja atsevišķos gadījumos tiek akceptēta šī izvēle, jāņem vērā, ka transformatoru atlikušais ekspluatācijas ilgums svārstās plašās robežās, ko var lietderīgi izmantot. Bez tam šajā gadījumā jāparedz pēkšņa transformatoru atteice un jābūt rezervē, ekspluatācijā pielietojamam, transformatora operatīvai nomaiņai. Otrajā variantā iespējamas vairākas pamatpieejas diagnostikas plānošanā, bieži vien izmantojot vairāku metožu savstarpēju kombināciju.

Apkalpojošā elektrotehniskā personāla skaits, kurš lieto diagnostikas metodi āra apstākļos, ir noteikts ar normatīviem dokumentiem. Tādējādi darbaspēka izmaksas, praktiski

veicot jebkura veida diagnostiku, ir līdzīgas, ja diagnostikai nepieciešamais laiks ir vienāds. Taču jāņem vērā, ka pilnīgākās informācijas iegūšanai iespējams nepieciešams ilgāks laiks (datu ievadīšana datubāzē, izvērtēšana un protokolu noformēšana).

Galvenie izolāciju raksturojošie parametri, kuru izmaiņas saistītas ar izolācijas novecošanu, ir izolācijas vadītspēja, ģeometriskā kapacitāte, dielektriskā caurlaidība, kā arī polarizācijas procesus raksturojošie lielumi [9, 23]. Cietās izolācijas sistēmas novecošanās ir komplekss process, izolācijas degradāciju un galīgo sabrukšanu izraisa dažāda veida iedarbību sakopojums. Tāpēc ir jāpievērš liela uzmanība diagnostikas apjoma izvēlei. Izvēlētais diagnostikas apjoms ietekmē elektroapgādes sistēmas drošuma paaugstināšanu. Viens no elektroapgādes drošuma stūrakmeņiem ir transformatoru tehniskā stāvokļa pārzināšana. Transformatoru izolācijas diagnostika sniedz iekārtu valdītājam to informāciju par tehnisko stāvokli un nolietojumu, kas kopumā var tikt reducēts uz transformatoru drošumu.

Transformatoru tehniskā stāvokļa kontroli var veikt, ja tie atslēgti no tīkla, vai tieši darbības laikā. Atbilstoši transformatoru ekspluatācijas instrukciju prasībām tajos tiek kontrolēts darba režīms: strāvas, spriegumi un to atbilstība pieļaujamām vērtībām. Novirzes no šīm vērtībām nepārtraukti kontrolē releju aizsardzība, tanī skaitā arī gāzes releji. Tiek fiksēts strāvas pārslodžu un pārspriegumu lielums un ilgums, un atkarībā no transformatoram izvirzītajām prasībām var tikt veikta tā tehniskā apsekošana un izvērtēšana. Tāpat tiek veikti temperatūras mērījumi dažādos transformatoru punktos, noteikts eļļas līmenis paplašinātājā un apskates ar mērķi konstatēt defektu un bojājumu ārējās pazīmes. Kā vissvarīgāko transformatoru stāvokļa nepārtrauktai kontrolei parasti izmanto eļļas GHA (gāzes hromatogrāfiskā analīze), daļējās izlādes mērījumus un viskarstākā punkta temperatūras noteikšanu. Pēdējā laikā plaši tiek izmantota monitoringa sistēma, kura ir pieslēgta transformatoram vai transformatoru augstsprieguma caurvadizolatoriem [29, 61].

Kontroles metožu kompleksa sastāvs ir atkarīgs no apsekošanas mērķiem, konkrētā transformatora svarīguma energosistēmā un atvēlētajiem finanšu līdzekļiem. Lielāku apsekošanas apjomu prasa transformatori ar ilgu ekspluatācijas laiku gadījumos, kad jānosaka to tālākās izmantošanas iespējas. Šādas apsekošanas mērķos bez iespējamo defektu atklāšanas ietilpst transformatora un tā atsevišķu mezglu vispārējā stāvokļa novērtēšana, transformatora atlikušā resursa prognozēšana un nepieciešamo remonta vai rekonstrukcijas darbu noteikšana.

Transformatoru kompleksās diagnostikas un apvienotās ekspluatācijas, ko veic pārvades operatora speciālisti, pamatposmi ir atspoguļoti 1.2. tabulā [77]. LR PSO diagnostisko metožu plašs spektrs (skat. 1.3. tabulu) ļauj dot pietiekami objektīvu informāciju par visiem transformatora mezgliem, par izejas informāciju tiek paņemts [34].

1. Cietā izolācija (samitrinājums, piesārņojums, sairums).
2. Magnētiskā sistēma (presēšana, tvertnes izolācijas elementu zudums).
3. Tinumi (presēšanas līmenis, deformācija).
4. Transformatora eļļa.
5. Dzesēšanas sistēmas, eļļas attīrīšana un aizsardzība.
6. Caurvadizolatori.
7. Sprieguma regulatori un kontaktu sistēmas.

1.2. 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 noņemšana no tvertnes, caurvadizolatoriem, kontaktoriem 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 sistēmas 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 sagatavošana (tiek doti pārbažu rezultāti, iegūto rezultātu analīze, slēdziens par transformatora stāvokli un rekomendācijas turpmākai transformatora ekspluatācijai un esošai diagnostikas kontrolei, pie nepieciešamības – remontdarbu apjomam un metodikai)

Mērījumu rezultātu un parametru attīstības dinamika ļauj spriest par transformatora stāvokli ar ļoti augstu precizitāti. Taču mērīšanas metodes ir darbietilpīgas un visaptveroša transformatora apsekošana izmaksā ļoti dārgi, tādēļ tiek veikta kontroles parametru izvēles optimizācija, kas noris vairākos posmos. Zemāk piedāvātā tehniskā stāvokļa noteikšanas

metodoloģija ir optimizēta, balstoties uz uzkrāto pieredzi un ekspluatācijas laikā iegūtiem diagnostikas datiem. Ir jāpiebilst, ka pielietojamo metožu optimizācijas (metožu samazinājums pielietošanas efektivitātes dēļ) rezultātā, ticamības līmenis nav samazināts.

Nepieciešams piebilst, 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, kas dod priekšstatu par starptinumu stāvokli un C2 (stienis+ekrāns) mērīšanas shēmu RIP izolācijas caurvadizolatoriem.

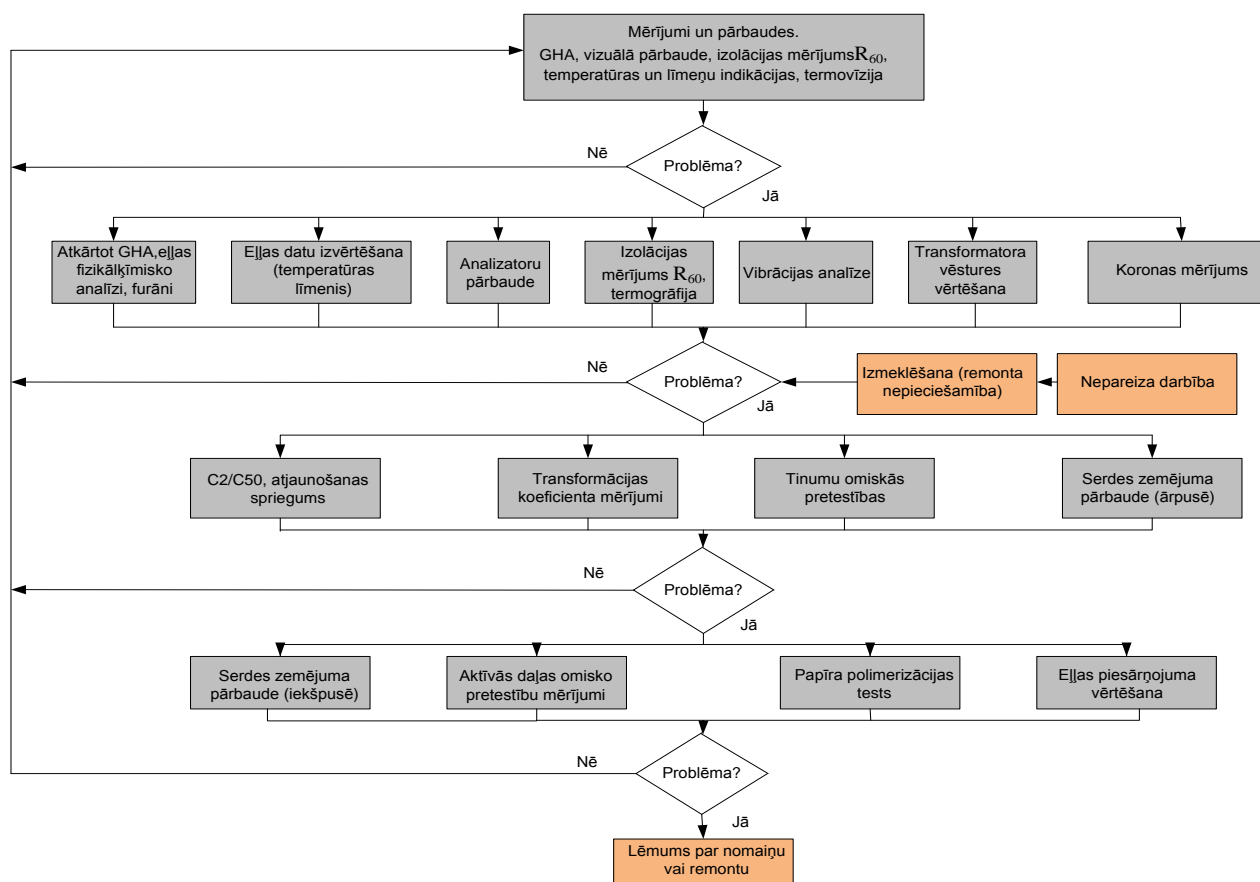
1.3. tabula

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 pārbažu 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							

Eļļas sūkņu un dzesēšanas sistēmas vibrāciju pārbaudi pasūta un realizē vienreizēji, pirms lieljaudas transformatoru ekspluatācijas (pēc montāžas) vai pēc nepieciešamības.

Vispārpieņemtais, vairākās transformatoru ekspluatācijas nozares vadošās valstīs, tajā skaitā arī LR PSO, transformatoru diagnostikas organizācijas piemērs parādīts 1.3. attēlā [38]. Redzams, ka vispirms tiek mērīti minimālie raksturīgie parametri, pēc kuriem ir iespējams noteikt faktu, ka transformatoram ir radusies problēma. Kad tā tiek konstatēta, tiek uzsākts nākamais diagnostikas posms, kura gaitā tiek pārbaudīti papildus kontroles parametri.

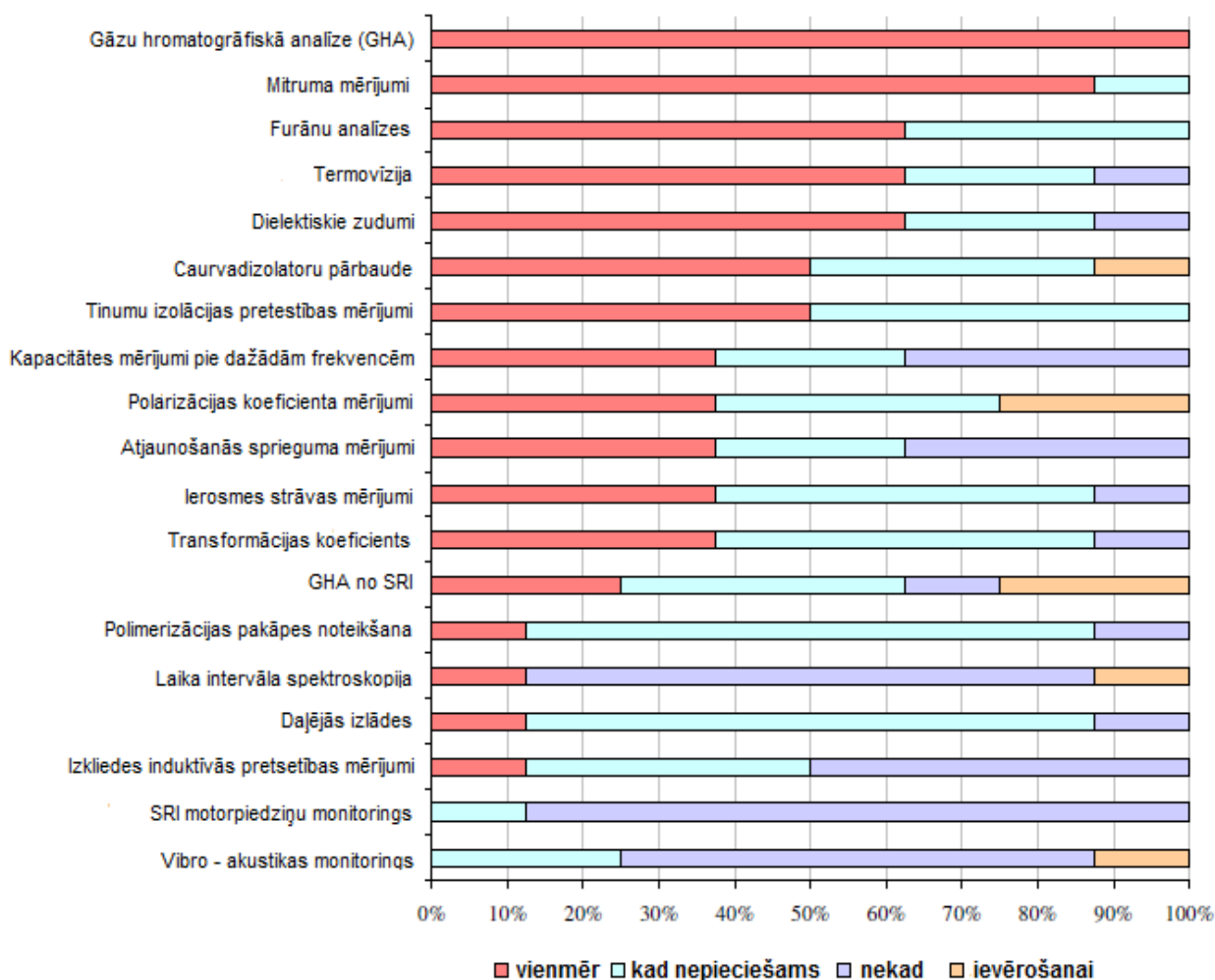


1.3. att. Transformatoru diagnostikas algoritms

Uz šā transformatoru diagnostikas algoritma bāzes ir izstrādāts un pielietots optimizētais algoritms. Tas ir apvienojis pirmo etapu ar dažu otrā un trešā etapa elektriskajiem mērījumiem, tādā veidā pilnveidoja vispārpieņemto algoritmu. Šā modificēta algoritma pielietošana ļauj arī apvienot dažādas ekspluatācijas pieejas, tādas, ka: uz laika pamatota pieeja (TBM) un tehniskā stāvokļa pamatota pieeja (CBM). Ekspluatācijas pieeju apvienošana gala rezultātā dod resursu ekonomiju.

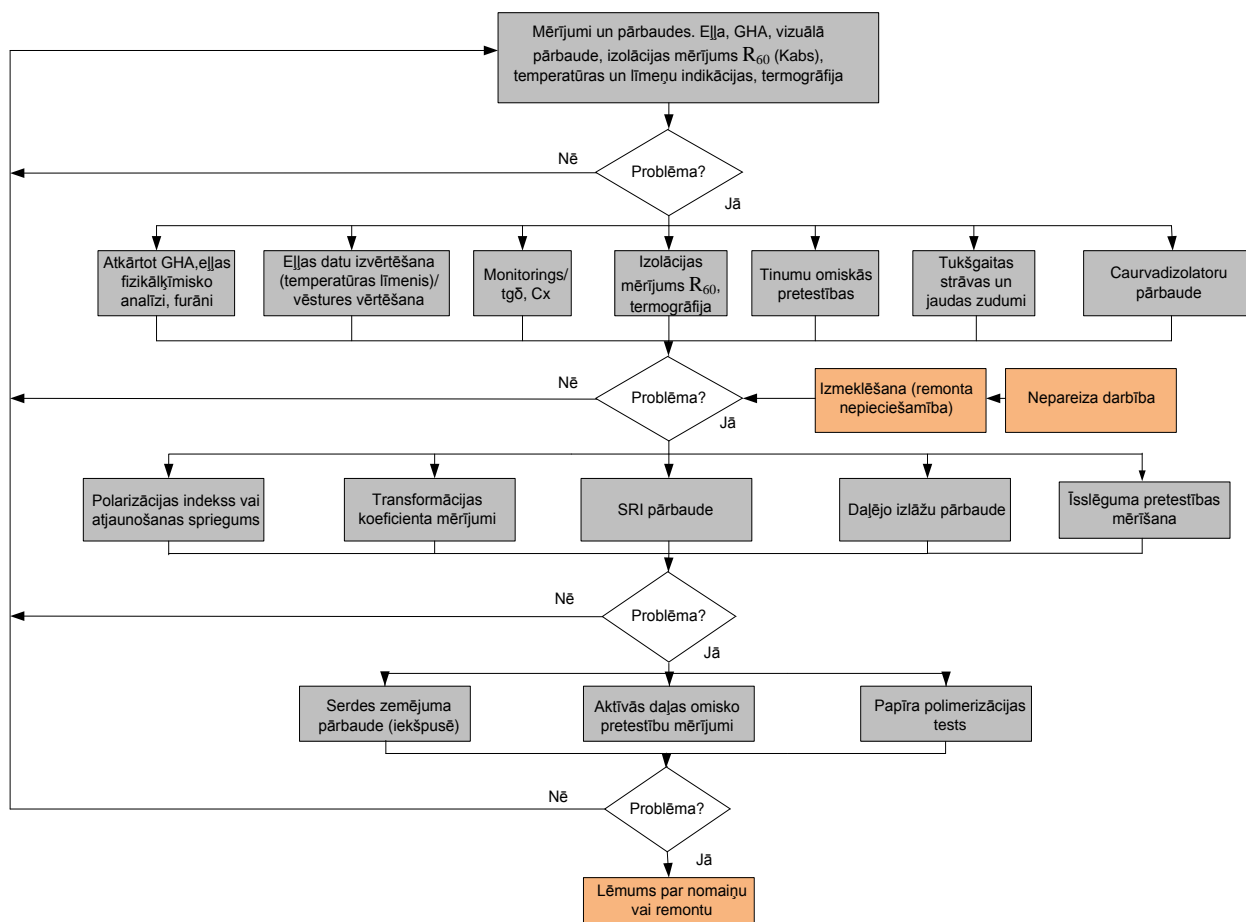
Šī pieeja ir ekonomiski pamatota, taču diemžēl pagaidām nav atrasts optimāls minimālais kontrolējamo parametru kopums, pēc kura būtu iespējams noteikt jebkura defekta rašanos. Ir izstrādāti dažādi priekšlikumi un rekomendācijas [52]. Kā arī nav izstrādāts neviens normatīvais materiāls saistībā ar transformatora ekspluatācijas laika pagarināšanas metodoloģiju.

Saskaņā ar CIGRE (Lielo energosistēmu starptautiskā komiteja) izstrādāto pētījumu, kura ietvaros tika apkopota informācija no elektroenerģijas pārvades, sadales, kā arī ražošanas uzņēmumiem, kuru aktīvā ir lieljaudas transformatori, ir redzams, ka diagnostikas testu izmantošana transformatoru tehniskā stāvokļa novērtēšanā ir ļoti plaša un jāpiebilst, ka šajos uzņēmumos pieeja diagnostikai ir atšķirīga. 1.4. attēlā apkopoti atsevišķu diagnostikas testu pielietošanas rezultāti [1].



1.4. att. CIGRE pētījuma rezultāti par biežāk pielietotajiem diagnostikas testiem

Nemot vērā vispārpieņemto diagnostikas izvešanas 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 1.5. 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 pārbaūžu apjomu.



1.5. att. Optimizētais diagnostikas algoritms

Promocijas darbā tiek izstrādāts un realizēts kompleksās diagnostikas optimizētais algoritms, kas efektīvi tiek pielietots un nes pozitīvus rezultātus, tādus kā: naudas resursu ekonomija (pārvadītā elektroenerģija, atlases mērīšanas aparātūras iegāde, datu analizēšanai patērētais laiks, cilvēku resursi u.t.t.), īsto defektu atklāšana ar turpmāku novēršanu [80].

Par visinformatīvāko metodi, pēc kuras rezultātiem var spriest par transformatora problēmām, tiek uzskatītas eļļā izšķīdušo gāzu hromatogrāfiskā analīze kopā ar optimizētā algoritma otrajā etapā minētajiem profilaktiskiem mērījumiem, dažos gadījumos eļļas parametru analīze un ļoti retos gadījumos caurvadizolatoru raksturlielumu analīze vai arī tinumu aktīvās vai induktīvās pretestības mērījumi. Papildus tradicionāliem mērījumiem un analīžu apjomiem nosaka arī citus raksturojošus lielumus.

Bez mitruma noteikšanas, mehānisko piemaisījumu daudzuma un veida identifikācijas, eļļā izšķīdušo gāzu analīzes, furānu komponentu analīzes, pie diagnostikas papildus tiek veikta eļļas novecošanās produktu analīze: parafīnu daudzums, duļķainība, potenciālie nosēdumi, polaritātes koeficients, krāsas identifikācija utt.

Tiek izstrādāti un fakultatīvi pielietoti funkcionālie testi, saistītā ūdens izdalīšanās temperatūras ietekmē, eļļas gāzu – izdalīšanas īpašības, raksturparametru izmaiņas pēc apstrādes ar absorbentiem.

Veiksmīgi tiek izmantota degradācijas produktu identifikācija bojājumu noteikšanai zem slodzes sprieguma regulēšanas ierīces (SRI) kontaktoros [60]. Problēmu esamības transformatoru eļļās tika atklāta un apstiprināta, veicot diagnostikas darbus. Diagnostiskās apsekošanas efektivitāte:

- Brīdinājums par iespējamām bojājuma sekām;
- Konkrēta bojājuma identificēšana, kas ļauj izvairīties no nevajadzīgiem izdevumiem mazefektīvu pasākumu veikšanai, pielietojot nepareizas tehnoloģijas;
- Eksploatācijas kalpošanas laika pagarināšana, izmantojot diagnostikas veicēju rekomendācijas;
- Diagnostiskā apsekošana palīdz noskaidrot transformatora stāvokli, tādējādi ļauj izvairīties no nevajadzīgas līdzekļu ieguldīšanas transformatoru modernizācijai, „neperspektīviem” transformatoriem;
- Diagnostiskā apsekošana palīdz sastādīt speciālas eksploatācijas programmas transformatoriem, kuru bojājumu novēršanai jātērē lieli naudas resursi, un tādējādi dod iespēju tos turpināt ekspluatēt īpašā režīmā.

Diagnostiskā apsekošana palīdz pieņemt lēmumu par:

- Monitoringa sistēmas uzstādīšanas lietderību;
- Pakāpjslēdžu darbības pareizības pārbaudes ieviešanu vai neieviešanu;
- Pakāpjslēdža kinemātikas stāvokli un lietderību novērtējumu, izmantojot vibrācijas kontroles devējus un pakāpjslēdža korpusa un vibro-akustikas spektru sistēmas;

- Kontaktu stāvokļu novērtēšanas pēc laika konstantes parametru izmaiņām (regulējamās pakāpes) izmantošanas lietderību;
- Kontaktora kontaktu stāvokļa (nodiluma pakāpes) novērtēšanas pēc loka enerģijas izmaiņām sistēmas izmantošanas lietderību;
- Nepārtrauktās gāzu analīzes sistēmas ieviešana iekārtās, kurām ir palielinātās gāzu saturs izdalīšanās pazīmes, kā arī mitruma kontroles sistēmas izmantošanas lietderību.

Eļļa – tā ir vairāk nekā 300 dažādu oglekļaūdeņražu kombinācija, kuru starpā ir arī neliels daudzums nestabilo oglekļaūdeņražu, kuri ietekmē kā raksturparametri uz stabilitāti un eļļas gāzu – izdalīšanās īpašībām.

Laboratorijas izmēģinājumu nosacījumi faktiski neatspoguļo reālos darba nosacījumus. Īpaši tas ir attiecināms uz ierobežotas skābekļa pieejas apstākļiem. Vienkārši sakot, bez īpašas piepūles var panākt eļļas atbilstību standartiem, uzlabojot eļļas parametrus ar piemaisījumiem, piemēram, piemaisot inhibitorus, bet reālos apstākļos, izmaiņas eļļā transformatora ekspluatācijas gaitā ir neprognozējamas.

Ilgus gadus pret transformatoru eļļu bija tāda pati attieksme kā pret automašīnas eļļu: „kļūs veca – nomainīšu”. Taču transformatoru eļļa – tā nav atsevišķa komponente. Tā ir līdzīga, kā asinis cilvēka organismā. Tā ir transformatora organiska sastāvdaļa un iespaido tā galvenās funkcijas.

Eļļas elektriskā izturība nosaka visas eļļas barjerizolācijas elektrisko izturību kā jaunā, tā arī nolietotā stāvoklī. Piemēram, pat tāds izplatīts defekts, kā cietās izolācijas samitrināšanās pakāpe praktiski ir bīstams tikai tādā gadījumā, ja mitrums pāriet eļļā, kritiski pazeminot tās elektrisko izturību. Nešķīstošie novecošanās produkti, kā arī mehāniskie piemaisījumi krasi pazemina elektrisko izturību. Šķīstošie eļļas novecošanās produkti tiek absorbēti celulozes izolācijā, nozīmīgi paātrinot tās novecošanos pat pie zemākas temperatūras. Šķīstošie un nešķīstošie nosēdumi – arī nosaka eļļas ekspluatācijas pieļaujamās robežas.

Izolācijas novecošanās ir neizbēgams un neatgriezenisks process, to var vienīgi aizkavēt un tādā veidā pagarināt ekspluatācijas laiku. Novecošanās ir četru dimensiju problēma, kas saistīta ar dielektriķa, ķīmisko, termālo un elektromehānisko slodzi, kura ir stipri atkarīga no ekspluatācijas apstākļiem. Novecošanās process rada ūdens molekulas un tas ir neatkarīgs no pastāvošās elpošanas sistēmas. Ūdens molekulas cirkulē transformatora tvertnē dzesēšanas sistēmas ietekmē.

Svarīgi ir atzīmēt, ka, veicot komplekso diagnostiku, visi raksturlielumi tiek analizēti kopumā attiecinot tos pret galveno kritēriju: nodrošināt drošu un ilglaicīgu transformatora darbu.

Gadās, ka jau pēc trešā etapā iegūtajiem mērījumu rezultātiem ir skaidrs par transformatora tehnisko stāvokli un veikt nākamo etapu vairs nav nekādas jēgas.

1.3.1. Transformatoru avāriju biežuma un raksturīgāko defektu analīze

Uz transformatoru vispārīgā gadījumā iedarbojas spēcīgi ārējie faktori un energosistēmas radītie avārijas režīmi. Zemāk apskatīsim šīs iedarbes un to izraisītas sekas.

Zibens izlādēšanās un komutāciju radītie pārspriegumi var radīt galvenās un vijumu izolācijas bojājumus, ja tai nav pietiekama elektriskās stiprības rezerve. Darba sprieguma palielināšanās, sakarā ar nekompensētu augstsprieguma līniju kapacitātēm un nepietiekamu reaktīvās jaudas kompensāciju minimālu slodzi gadījumā ir faktors, kas palielina magnetizēšanas strāvu transformatoros, izsauc serdes un citu konstruktīvo detaļu pastiprinātu silšanu.

Īsslēgumu strāvas rada mehāniskus triecienus tinumos. Sevišķi bīstami šie triecieni ir nepietiekami nostiprinātiem tinumiem, kā rezultātā rodas tinumu deformācijas un izolācijas bojājumi. Būtiski transformatoru ekspluatācijas ilgumu ietekmē tā slodze (strāva).

Maksimāli pieļaujamo temperatūru viskarstākajā punktā ierobežo divi faktori: celulozes – papīra izolācijas novecošanās ilgstošas silšanas apstākļos un gāzes burbulīšu rašanās uz papīra izolācijas virsmas, temperatūrai strauji pieaugot.

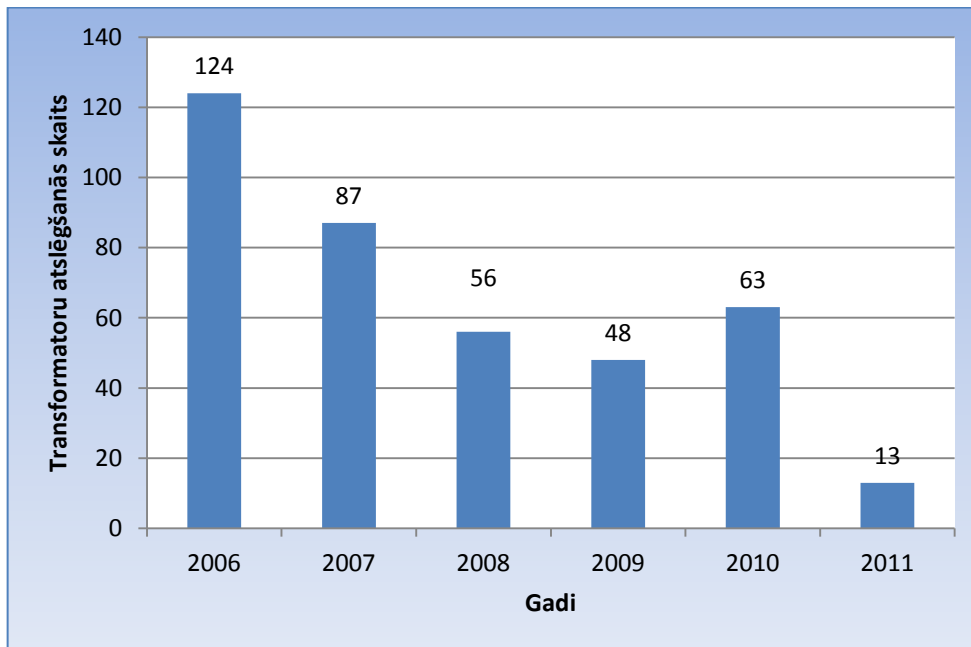
Piemēram, saskaņā ar ASV Elektroenerģētikas institūta EPRI (Electric Power Research Institute) rekomendācijām īslaicīgi pieļaujama temperatūra 180°C, kad gāzes burbulīši vēl nerodas, bet ilglaicīgam darbam – 140°C. Tomēr, ja temperatūra pārsniedz 140°C, izolācijas novecošanās process būtiski paātrinās. Lielākā daļa ārzemju speciālistu uzskata, ka, izejot no vispārīgām transformatora drošuma prasībām, temperatūra virs 140°C nav pieļaujama [41, 54].

Bīstamas siltuma režīma pārslodzes, īpaši karstajā gada laikā, var bojāt augstākā sprieguma hermētiskos caurvadizolatorus, jo to apakšējā daļa atrodas visvairāk sakarsētajos eļļas augšējos slāņos. Vienam defektam var būt daži cēloņi, skatīties 1.4. tabulā.

Transformatoru sākuma defekti un cēloņi

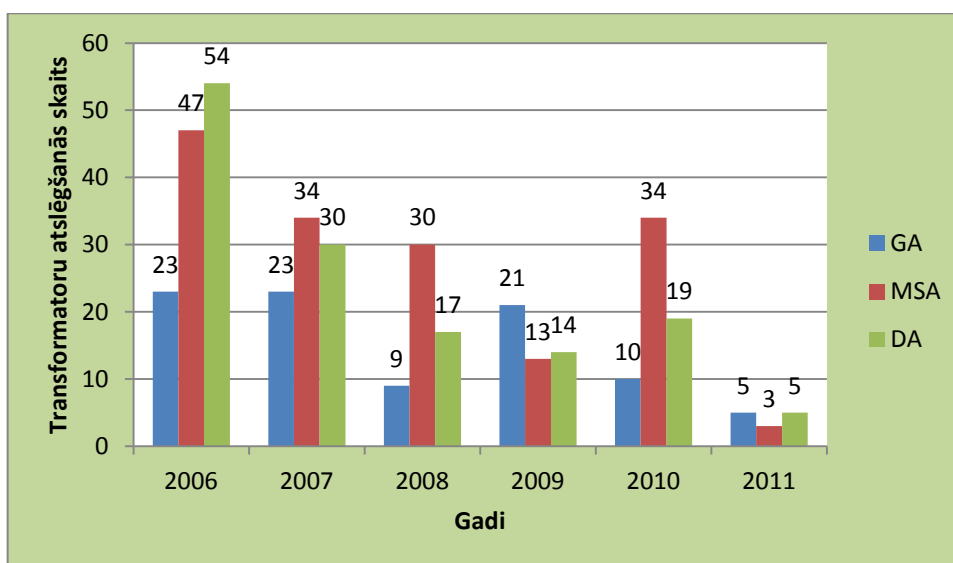
Cēloņi	Defekti			
	Elektriskais loks	Korona	Papīra pārkaršana	Eļļas pārkaršana
Regulēšanas tinuma vijumu īsslēgums	X		X	
Tinumu nenoslēgta ķēde	X		X	
Iebūvēta kontaktora darbība	X			
Tinumu deformācija		X	X	
Izvadu deformācija		X	X	
Caurvadizolatoru, pakāpes izvadu vaļējais kontakts	X	X	X	
Ūdens klātbūtne eļļā	X	X		
Peldošās metāliskās daļiņas	X	X		
Ekrāna ķēdes vaļējais kontakts		X		
Saku, starpliku, serdes, zemēšanas ķēdes kontaktu vaļējais kontakts		X		
Tinumu presējums			X	
Pārslodzes			X	X
Jūga un lokšņu pazeminātā izolācija				X
Serdes rūsēšana				X
Deformētā tvertne				X
Radiatoru mezgls				X
Dzesēšanas sistēmas kļūdaina darbība				X

Transformatoru atteices iemesls var būt arī relejaizsardzības nostrādes. Izskatīsim, pēdējo piecu gadu laikā, LR PSO transformatoru atslēgšanās skaitu (1.6. attēlā) un to raksturojošo analīzi (1.7. attēlā).



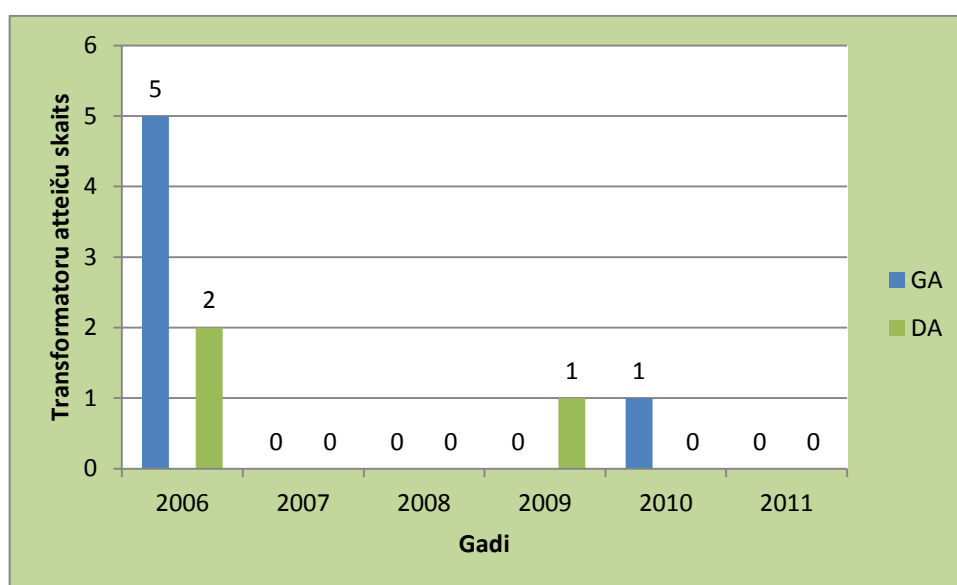
1.6. att. Transformatoru atslēgšanās skaits

1.6. attēlā parādīti LR PSO statistikas dati par transformatoru atslēgšanas reizēm. Datu apkopojums attiecas divām transformatoru klasēm: pēc VS (GOST) un IEC standarta ražotiem transformatoriem. Lai būtu precīzs priekšstats par transformatoru atslēgšanās iemesliem, kas ietekmē arī transformatoru normālu darbību, ir dots 1.7. attēls [16].



1.7. att. Aizsardzības nostrādes biežums

Izskatīsim 2010. gadā iegūto transformatoru atteižu vēsturi. Transformatori tika atslēgti no tīkla no gāzes aizsardzības (GA) – 10 reizes, no maksimālās strāvas aizsardzības (MSA) – 34 reizes, no strāvas diferenciālās aizsardzības (DA) – 19 reizes. Galvenokārt relejaizsardzības nostrādes tika izsaukta ar energosistēmas nenormāliem darba režīmiem (īsslēgumi, pārspriegumi) vai atsevišķu releju kļūdainu nostrādi. MSA aizsardzības nostrādes daudzums skaidrojas ar atsevišķo releja mezglu neatbilstību darba kārtībai un bojājumiem vidējā sprieguma tīklos. Tikai viena reize no negadījumiem 2009. gadā tika atzīta par attaisnoto, kā transformatora atteice iekšējo bojājumu dēļ. Līdzīga situācija bija arī 2010. gadā (skat. 1.8. attēlā).



1.8. att. Transformatoru atteižu daudzums iekšējo bojājumu dēļ

Tātad, 2010. gadā, ir bijusi viena transformatoru atteice, kas rezultātā, pēc diagnostikas izmeklēšanas, norādīja uz īsslēguma esamību transformatora augstsprieguma tinumā [18].

Izanalizējot, atsevišķi, transformatoru atslēgšanas reižu skaitu un to raksturu laika periodā no 2006. gada līdz 2011. gadam, iegūti sekojoši dati: aptuveni 10% (41 atslēgšanas reizes) sastāda relejaizsardzības kļūdaina nostrāde, 3% (9 reizes) transformatoru atteice iekšējo bojājumu dēļ, 87% (341 reizes) atslēgšanas tīkla nenormāla režīma dēļ.

Analizējot daudzu transformatoru darbību un atteižu iemeslus, var secināt, ka bojājumi un defekti rodas visos to galvenajos elementos un palīgierīcēs: tinumos, magnētavadā, dzesēšanas sistēmā, sprieguma regulēšanas ierīcēs (SRI) un pārējos mezglos [82].

Tinumos vērojama vijumu izdegšana, kā sekas tam, ka īsslēgums no zemākā sprieguma (ZS) puses nav atslēgts pietiekami ātri. Tinumos tāpat bieži vērojamas deformācijas no dinamiskajiem triecieniem, mitruma palielināšanās un netīrumu uzkrāšanās, ja nav nodrošināts hermētiskums. Tas veicina izolācijas bojāšanu un tās caursišanu.

Magnētavadā vērojama lokāla pārkaršana, ja ir bojāta izolācija starp loksnēm un tajās rodas strāvas īsslēgti kontūri. Ievērojama daļa bojājumu transformatoros saistīta ar to nepietiekamo dinamisko izturību pret īsslēguma strāvām. Viens no galvenajiem iemesliem šeit ir serdes un tinumu presējuma pasliktināšanās transportēšanas un darbības laikā, īpaši no dinamiskiem triecieniem pēkšņo īsslēgumu laikā. Presējuma pasliktināšanās veicina arī izolācijas ātrāku novecošanos. Deformētiem tinumiem ir pazemināta dinamiskā izturība un tie var būt bojāti, ja pat īsslēguma strāvas ir mazākas par pieļaujamām.

Dzesēšanas sistēmas traucējumi parasti rodas, ja ir bojāti eļļas sūkņi vai aizsērējušas dzesētāja caurules. Tas noved pie tinumu un visa transformatora pārkaršanas.

Sprieguma regulēšanas ierīcēs parasti novērojami šādi bojājumi un defekti:

- kontaktu traucējumi, kas izsauc dzirksteļošanu un kontaktu piedegšanu;
- izolējošās starplikas bojāšanās, kas noved pie eļļas piesārņošanās un apgrūtina izolācijas diagnostiku, izmantojot gāzes hromatogrāfisko analīzi;
- kinemātiskās shēmas detaļu nodilšana, kas izsauc mehāniskus bojājumus un noved pie kontaktu apdegšanas;
- SRI rehermetizācija, kas var izsaukt tajā īsslēgumu.

Runājot vēl par citiem transformatoru elementiem un palīgelementiem, jāatzīmē šādas parādības:

- tvertnes rehermetizācija - sakarā ar bojātām blīvēm;
- kontaktsavienojumu pastiprināta silšana - nekvalitatīvas montāžas dēļ;
- eļļas sūces savienojumu vietās, tanī skaitā caurvadizolatoros;
- netīrumu un mitruma uzkrāšanās uz ievadiem;
- nogulšņu veidošanas caurvadizolatoru iekšienē, kas, uzsūcot mitrumu, var radīt izolācijas caursišanu;
- eļļas novecošanās hermētiskajos caurvadizolatoros, koloidālu daļiņu veidošanās, eļļas oksidēšanās, kā rezultātā notiek izolācijas caursišana;
- sifonu rehermetizācija caurvadizolatoros un eļļas spiediena palielināšanās.

Bojājumu un defektu analīze transformatoros parāda, ka lielākās nepatikšanas sagādā dzesēšanas sistēma, caurvadizolatori un blīves, aptuveni 40% no visiem bojājumiem [82]. Samērā liels defektu skaits rodas arī no tinumu un magnētvasda presējuma pasliktināšanās, netīrumu un mitrumu uzkrāšanās uz cietās izolācijas, kā arī netīrumu uzkrāšanās eļļā un tās novecošanās.

Izskatīsim TRDN-40000/110 tipa transformatoru, jo tas ir no LR PSO otras lielākas transformatoru tipa grupas, gan pēc skaita, gan pēc jaudas:

TRDN-40000/110 transformatoru analīze, lai noteiktu to pakļautību bojājumiem, ir veikta, pamatojoties uz statistikas datiem par atteicēm un visraksturīgākajiem defektiem no rūpnīcu izgatavotāju ziņām („ZTZ” Zaporožje; СВПО „Трансформатор”, Toljati; ОАО „Электрозаод”, Maskava), kā arī uz minēto transformatoru tipu ekspluatējošo enerģētisko uzņēmumu informāciju un LR PSO uzkrāto pieredzi.

Tā kā TRDN-40000/110 transformators, pēc savas iekšējās izbūves ir, gan divtinumu, gan trīstinumu 110 kV klases sērijas pārstāvis, tad arī drošuma analīze tiek veikta, ņemot vērā visu minētās sērijas transformatoru atteices.

Galvenais šādu transformatoru bojājumu iemesls ir Maskavas rūpnīcā „Изолятор” ražoto hermētisko augstsprieguma 110 kV caurvadizolatoru bojājumi, it īpaši līdz 1985. gadam ražotie un ar T-750 eļļu pildītie caurvadizolatori. Minētais bojājumu veids ir viens no vissmagākajiem, jo vairumā gadījumu to pavada ugunsgrēks, kas noved pie pilnīgas transformatora iznīcināšanas. LR PSO valdījuma esošie caurvadizolatori ir 100% nomainīti, ja to pieprasīja caurvadizolatoru tehniskais stāvoklis. Caurvadizolatori tika nomainīti pamatojoties diagnostikas rezultātiem vai ārējiem defektiem.

Otrajā vietā pēc seku smaguma pakāpes ir tinumu bojājumi (skat. 1.9. att.). Šie bojājumi, kā likums, nav remontējami bez aktīvās daļas izjaukšanas, kā rezultātā transformators iziet no ierindas uz ilgu laiku, tā remonta izmaksas ir pietiekami augstas, bet, remontējot remontrūpnīcā vai izgatavotājrūpnīcā, tās var būt samērojamas ar jauna transformatora vērtību.



1.9. att. Transformatora tinumu deformācija

Bieži atkārtojušais šādu transformatoru atteižu iemesls ir bulgāru ražojuma PC-3 un PC-4 tipa pārslēdzošo ierīču bojājums. Raksturīga to īpatnība ir kontaktora kinemātikas traucējumi, t.s. „izeja no slēdža”, kas noved pie strāvu ierobežojošo pretestību pārdegšanas un strāvas ķēdes traucējumiem kontaktorā. Tas var izraisīt ilgstoša loka parādīšanos kontaktora tvertnē ar tās hermētiskuma bojāšanu un pat kontaktora uzsprāgšanu (skat. 1. 10. att.). Tādas atteices visbiežāk ir sastopamas pie pārslēgšanām zemu temperatūru apstākļos, īpaši iestatīšanas (noregulēšanas) un profilaktisko darbu veikšanas laikā. Kaut arī izgatavotājrūpnīca normē lielumu – 25°C kā galējo temperatūru pārslēgšanās brīdī, ir zināmi daudzi gadījumi, kad „izeja no slēdža” notika arī augstākā temperatūrā.

Otrs bieži sastopams minēto pārslēdzes ierīču atteižu iemesls ir neprecīza pievadu darbība (iesprūšana pārslēdzot, stāvokļu pārleķšana un aiziešana galējā stāvoklī). Tas noved pie transformatora bojājumiem, taču aizsardzības nostrādāšanas rezultātā tas vienlga atslēgsies.

Bieži sastopams aktīvās daļas konstruktīvo elementu traucējumu iemesls, kas noved pie aizsardzību nostrādāšanas, bet krasi samazina transformatora drošumu un paaugstina tā bojājuma risku, ir regulēšanas tinumu galu stiprinājumu bojājums. Tas noved pie tinumu atvīšanās, kas, kā likums, ir slāņu tipa, un vijumu noslīdēšanas. Jebkurš tuvs īsslēgums tīklā var novest pie vijumu īsslēguma šajā tinumā un transformatora atslēgšanās no tīkla.



1.10. att. Pārslēdzošās ierīces (kontaktora) defektēta tvertne

Visu 60-to un daļēji 70-to gadu ražojuma transformatoru raksturīgs konstrukcijas trūkums ir zema dinamiskā tinumu noturība ārējo īsslēgumu gadījumos, īpaši, ja īsslēgumi ir zemsprieguma pusē. Tas ir saistīts ar tā laika bijušo transformatoru tinumu aprēķinu trūkumiem par dinamisko noturību īsslēguma strāvu plūšanas gadījumā un nepietiekamu transformatora izmēģinājumu apjomu un nepietiekamu dinamiskās noturības problēmas izpēti [82].

1.3.2. Transformatora apkalpošana un tehniskās informācijas vākšana

Šajā diagnostikas pamatposmā tiek izskatīti vairāki transformatora tehnisko stāvokli raksturojošie faktori: apsvērumi par darba režīmiem (vai spriegumu lielumi transformatoru tinumos nepārsniedz maksimāli pieļaujamo), slodze (ar kādu procentuālo slodzi no nominālas strādā normālā darba režīmā un vai ir laika momenti, kad darbojās ar pārsلودzi. Ja ir, tad cik ilgi?), ekspluatācijas īpatnības (vai visi transformatora tinumi tiek izmantoti, ar kādu transformatora neitrāles režīmu strādā), klimatiskie nosacījumi, atmosfēras piesārņojumi, kas arī ietekmē lēmuma pieņemšanu par transformatora atlikušo darba resursu [56]. Ļoti svarīgi uz profilaktisko pārbaūžu momenta sākumu iegūt informāciju par iepriekšējiem mērījumiem. Tādēļ LR PSO uztur lieljaudas transformatoru vienotu datu bāzi ar paveiktās diagnostikas rezultātiem.

Ārējās apsekošanas laikā liela uzmanība tiek pievērsta transformatora eļļas līmenim tvertnē un konservatorā (vai nav noplūdes un sūces), dzesēšanas sistēmai un tai pievienojuma

vietām. Transformatori identificējami pēc pielietotās dzesēšanas metodes. Eļļas transformatoru identifikācijas ir izteikta ar četru burtu apzīmējumu [55].

Pirmais burts - iekšējā dzesēšanas vide, kas saskaras ar tinumiem:

O – minerāleļļa vai sintētisks izolējošais šķidrums ar aizdegšanās punktu ≤ 300 °C;

K – izolējošais šķidrums ar aizdegšanās punktu > 300 °C;

L – nedegošs sintētisks izolējošs šķidrums.

Otrais burts - iekšējās dzesēšanas vides cirkulācijas mehānisms:

N – dabiska termosifona plūsma dzesēšanas iekārtā un tinumos;

F – piespiedu cirkulācija dzesēšanas iekārtā, termosifona plūsma tinumos;

D – piespiedu cirkulācija dzesēšanas iekārtā, novirzīta no dzesēšanas iekārtas vismaz uz galvenajiem tinumiem.

Trešais burts - ārējā dzesēšanas vide:

A – gaiss;

W – ūdens.

Ceturtais burts - ārējās dzesēšanas vides cirkulācijas mehānisms:

N – dabiskā konvekcija;

F – piespiedu cirkulācija (ventilatori, sūkņi).

Transformatoru kontrole slodzes režīmā paredz arī to padziļinātu tehnisko apkalpošanu atslēgtā stāvoklī. Atsevišķos gadījumos iespējama tā pilnīgā vai daļējā izjaukšana. Saskaņā ar preventīvo pieeju, transformatora tehnisko apkalpošanu veic tā kapitālā remonta laikā, atbilstoši grafikam vai arī tad, kad plānotais laiks ir ārpus normētām ekspluatācijas robežām. Gadījumā, ja lieto apkopes pieeju atkarībā no tehniskā stāvokļa, apsekošanu veic, ja, transformatoram darbojoties, ar periodiskās vai nepārtrauktās kontroles metodēm konstatēta stāvokļa pasliktināšanās. Apsekošanu veic arī pēc transformatora avārijas atslēgšanās no tīkla. Apsekošanas rezultāti dod iespēju veikt remontus savlaicīgi (pamatoti noteiktā laikā), tanī pat laikā nepieļaujot transformatoru pēkšņas avārijas.

Par transformatora apsekošanas iemeslu var kļūt arī modernizācijas iespēju noskaidrošana ar mērķi, piemēram, samazināt zudumus vai palielināt slodzi. Pēdējais gadījums var būt aktuāls tāpēc, ka tīklu transformatori bieži ir nepilnīgi noslogoti un slēpj sevī intensīvākas izmantošanas iespējas.

Jāatzīmē, ka pēdējos gados daudzās valstīs vērojama transformatoru masveida apsekošana sakarā ar to, ka strauji pieaug to agregātu daļa, kas nokalpojuši normatīvos noteikto paredzēto laiku [40]. Apsekošanas darbos var izdalīt šādus galvenos posmus:

- kontrolparametru mērījumi un to salīdzināšana ar normētiem lielumiem;
- mērījumos iegūto rezultātu analīze;
- transformatora tehniskā stāvokļa novērtējums;
- iespējamo ārējo bīstamo iedarbību novērtējums;
- lēmuma pieņemšana par transformatora tālāko ekspluatāciju un nepieciešamo pasākumu noteikšana.

Tehniskā lēmuma pieņemšana par transformatoru atbilstību normālajam tehniskajam stāvoklim ir atbildīgs uzdevums, jo kļūdas gadījumā sekas var būt saistītas ar avāriju darba laikā. Tanī pat laikā, pieņemot lēmumu par transformatora tālāko ekspluatāciju, ir jāaprēķina nenormālas darbības sekas un pareiza avārijas varbūtības un riska pakāpe. Turklāt riska kvantitatīvā vērtība jāminimizē, ievērojot tehniskos, ekonomiskos, ekoloģiskos un režīmu ierobežojumus [50, 53]. Grūtības, kas rodas transformatoru apsekošanā un lēmumu pieņemšanā saistītas galvenokārt ar to, ka:

- apsekošanas un mērījumu metodika ir nepilnīga;
- normēto parametru pieļaujamie diapazoni ir visai izplūduši;
- parametru novirzes no normas bieži vien nav viennozīmīgi saistītas ar noteiktu defektu;
- nav izstrādātas formalizētas metodikas dažādi raksturojamiem defektiem ar mērījumu rezultātiem, kas iegūti ar dažādām metodēm;
- nav izstrādātas objektīvas metodes riska noteikšanai transformatoru darbībā ar dažādiem defektiem.

Neskatoties uz iepriekš minētajām grūtībām, LR PSO veiksmīgi turpina veikt transformatoru detalizēto tehnisko apkalpošanu. Transformatoru tehniskās apkalpošanas laikā vispirms apkopo visas ziņas par to konstrukciju un darbu iepriekšējā ekspluatācijas laikā, tad veic mērījumus slodzes režīmā un atslēgtā stāvoklī. Visbeidzot nepieciešamības gadījumā tiek veikti pētījumi arī transformatora izjauktā stāvoklī. Jāatzīmē, ka daudzi mērījumi strādājošā un atslēgtā transformatorā tiek veikti pēc vienādām metodikām. Apkalpošanas darbu efektivitāte lielā mērā atkarīga no personāla darbības, izvēloties apsekošanas kompleksu, pieņemot lēmumu par defektu identificēšanu, nosakot diagnozi un izvēloties bojājumu novēršanas paņēmienus.

1.3.3. Tehniskās informācijas un ekspluatācijas mērījumu rezultātu analīze

Šis kompleksās diagnostikas posms balstās arī uz 1.3.2. apakšnodaļas iegūto informāciju. Sagatavojoties konkrēta transformatora apkalpošanai, padziļināti jāiepazīstas ar tā konstrukcijas un ekspluatācijas īpatnībām. Tiek pielietots sekojošais, LR PSO energosistēmā, nepieciešamais datu apjoms:

- pases un konstrukcijas dati;
- ziņas par nodošanu ekspluatācijā;
- ziņas par kapitālajiem remontiem;
- transformatora noslodzes pakāpe (kopš pēdējās diagnostikas vai ieslēgšanas ekspluatācijā);
- īslaicīgie un ilglaicīgie pārspriegumi (pēdējā pusgada laikā);
- SRI lietošanas biežums un diapazons (pēc skaitītāja, starp diagnostikas izvešanas laikiem);
- ziņas par periodiskajām profilaktiskajām pārbaudēm;
- ziņas par eļļas tipu un pēdējo nomaiņu vai papildināšanu.

Šajos datos tiek uzrādīti:

- tinumu izolācijas pretestības R_{60} un R_{15} , tgδ un izolācijas kapacitāte, temperatūra mērījumu laikā (rūpnīcā, pēc montāžas, pēc kapitālā remonta un pēdējo triju profilaktisko mērījumu laikā);
- tukšgaitas strāvas un jaudas zudumi;
- tinumu pretestība līdzstrāvai (rūpnīcas dati, pēc montāžas, pēc kapitālā remonta un ekspluatācijā);
- caurvadizolatoru izolācijas pretestības un dielektriskie zudumi;
- eļļas analīžu dati: caursišanas spriegums, tgδ (izolācijas parametru mērīšanas laikā, kā arī 20 °C, 70 °C un 90°C temperatūrā), skābes skaitlis un reakcija, uzliesmošanas temperatūra, mehāniskie piemaisījumi;
- eļļas GHA rezultāti ar paraugu ņemšanas datumiem pēdējos trijos gados;
- īsslēguma pretestības Z_k vērtības rekomendējamām tinumu shēmām, īsslēguma sprieguma u_k pases dati un ziņas par īsslēgumiem.

Šīs metodes analīze orientēta uz šādu defektu atklāšanu:

- mitrums cietajā izolācijā, tinumu cietās izolācijas piesārņojums;

- cietās izolācijas novecošanās (polimerizācijas koeficients un furānu koncentrācija, ja tika konstatēts);
- tinumu bīstamas deformācijas (pēc Z_k mērījumiem);
- defekti aktīvajā daļā (pēc GHA rezultātiem);
- rehermetizācija transformatoriem ar plēves aizsardzību;
- magnētvasda defekti (pēc tukšgaitas strāvas mērījumiem);
- kontaktsavienojumu pārkaršana;
- sprieguma regulēšanas ierīces defekti;
- dzesēšanas sistēmas defekti, eļļas novecošanās, absorbentu nolietojuma filtros;
- augstsprieguma caurvadizolatoru defekti;

Balstoties uz visu sakrāto tehnisko informāciju un iepriekš apkopoto elektroenerģijas patēriņa nepieciešamo pieaugumu prognozi, var pieņemt lēmumu par konkrēta transformatora nomaiņu konkrētā Latvijas reģionā. Bieži vien transformatoru nomaiņas noteicošākais iemesls nav to tehniskais stāvoklis, bet nepieciešamība pēc slodzes palielināšanas un transformatora pilnais normētais ekspluatācijas laiks (skat. 1.5. tabulu).

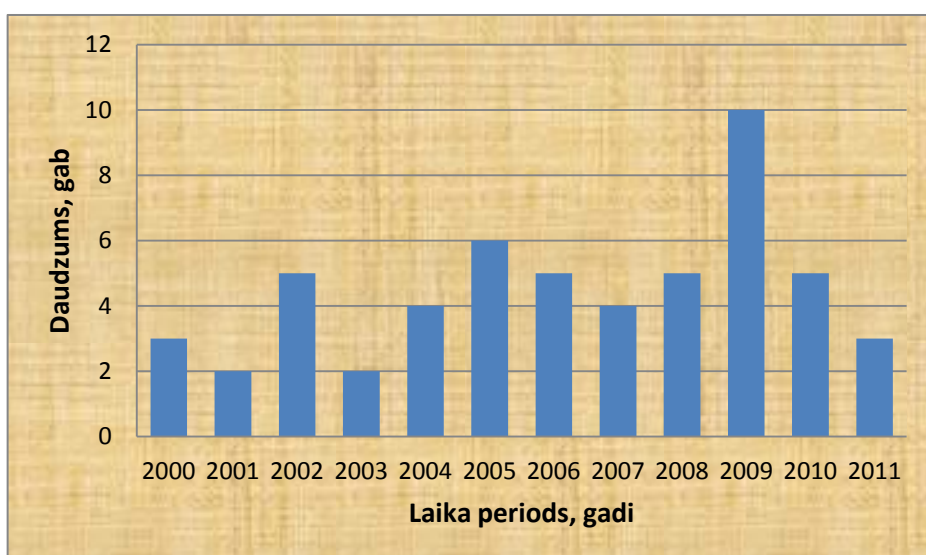
Līdzīga situācija ir arī citās valstīs, piemēram, Krievijā un ASV. Apsekošanas rezultāti, kas iegūti uzņēmumos „Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» — ВНИИЭ” un „Электросервис” Krievijā parādīja, ka transformatoru nomaiņa galvenokārt notiek nevis pēc tehniskā stāvokļa nosacījumiem, bet pārsniedzot noteikto ekspluatācijas laiku. No 120 apsekotajiem transformatoriem tikai 10 gadījumos bija nepieciešama to nomaiņa vai kapitālais remonts. Kā arī 30 transformatoriem dotas rekomendācijas, neskatoties uz to ilgo ekspluatācijas laiku, tuvākajos divos gados kapitālo remontu neplānot [75, 82]. Līdzīgus rezultātus ieguvuši ASV elektroenerģētikas institūta EPRI speciālisti, atzīmējot, ka 2006. gadā aptuveni 40% tīklu transformatoru jau nokalpojuši vairāk nekā nominālais ekspluatācijas laiks un sekmīgi turpina darboties [30, 41].

1.5. tabula

LR PSO transformatoru parka raksturojums uz 2011. gadu

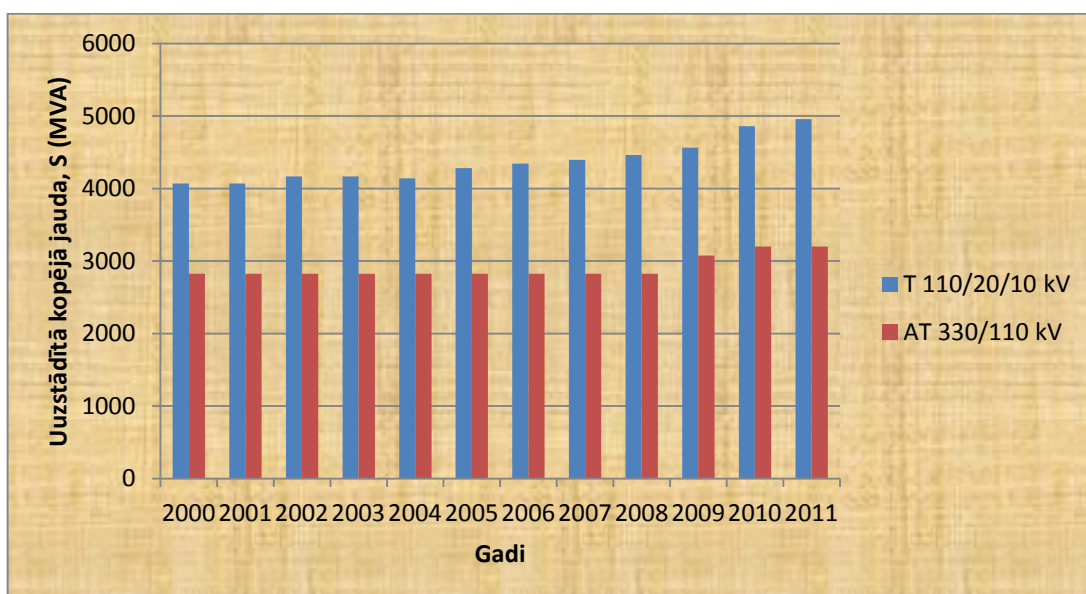
Kategorija	Vecums	Daudzums	Kategorija	Vecums	Daudzums
1	0 - 5 g.	23	7	30 – 35 g.	49
2	5 – 10 g.	13	8	35 – 40 g.	39
3	10 – 15 g.	5	9	40 - 45 g.	21
4	15 – 20 g.	5	10	45- 50 g.	24
5	20 – 25 g.	34	11	> 50 g.	3
6	25- 30 g.	51			

Katra transformatora nomaiņas pamatotība tiek aprēķināta individuāli, nevis haotiski. Tas ir ļoti viegli - nomainīt pašreizējo transformatoru pret jaunu (ar tādu pašu nominālo jaudu), bet kopš nomaiņas ir jāņem vērā klientu iespējamās vajadzības pieprasīt lielāku jaudu no pakalpojumu zonā esošās apakšstacijas. Piemēram, ir apkopoti pēdējo vienpadsmit gadu transformatoru nomaiņas dati, kas grafiski tiek parādīts 1.11. attēlā.



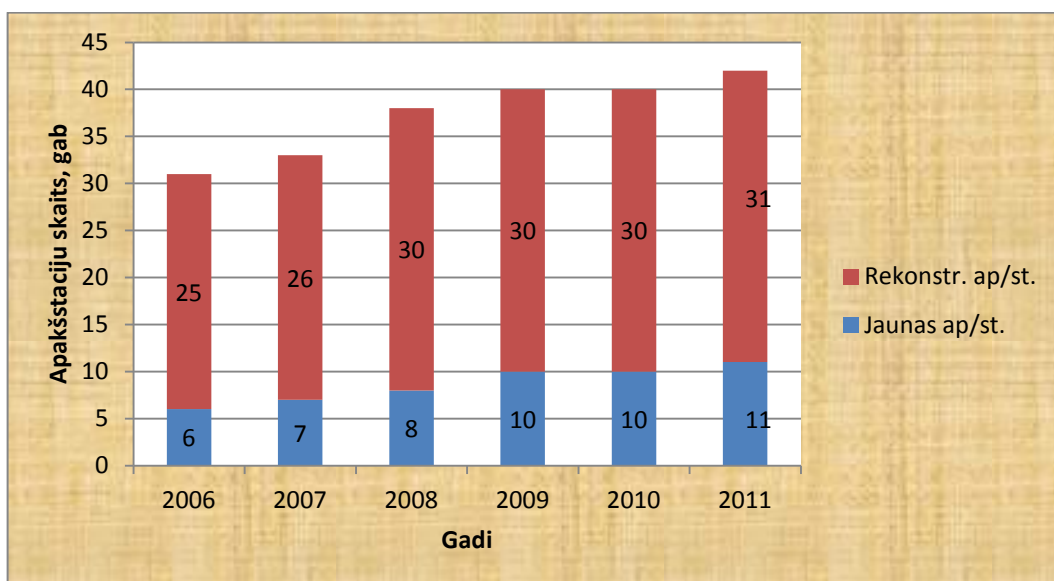
1.11. att. Nomainīto transformatoru daudzums

Nomainīto transformatoru skaita pieaugums 2009. gadā skaidrojams ar prognozējamās slodzes palielināšanas nepieciešamību. LR PSO uzstādītās pilnās jaudas sadalījums pa gadiem ir attēlots 1.12. attēlā, un tas atspoguļo transformatoru nomaiņas nepieciešamību pēc pieprasītās jaudas.



1.12. att. Uzstādītās pilnās jaudas sadalījums

Elektroenerģijas lietotāju pieprasījums pēc drošas un kvalitatīvas elektroapgādes tiek izskatīts ļoti detalizēti, jo tas var pievest pie jaunās apakšstacijas neattaisnotās izbūves. Pārvades drošuma palielināšana, elektroenerģijas piegādes stabilitāte un kvalitāte, elektroenerģijas zudumu samazināšana, nepieļaujot uzņēmuma rīcībā esošo aktīvu novecošanos, katru gadu tiek izvirzīti kā galvenie kritēriji komercsabiedrības pamatuzdevuma veikšanai. Tāpēc ne mazāk stabila pēdējo piecu gadu laika posmā bijusi resursu ieguldīšana novecojošo apakšstaciju rekonstrukcijā. Jauno un rekonstruēto apakšstaciju attīstīšanas tendenci var redzēt 1.13. attēlā.



1.13. att. Jauno un rekonstruēto apakšstaciju skaits

Lai veiktu esošās ekspluatācijas pieejas uzlabošanu, optimizējot ekspluatācijas etapus no dažām ekspluatācijas pieejām, nepieciešams zināt darbības apjomus un tam izvirzītās prasības par katru no objektiem/apakšstacijām. Priekšstatam par LR PSO valdījumā esošajām apakšstacijām, transformatoriem un autotransformatoriem, tiek sastādīta 1.6. tabula [63].

1.6. tabula

330/110 kV apakšstaciju dati uz 2012.g. sākumu

Nominālais spriegums, (kV)	Apakšstaciju skaits, (gab)	Autotransformatoru un transformatoru skaits, (gab)	Uzstādītā jauda, (MVA)
330	15	21	3200.0
110	119	246	4957.8

1.3.4. Eļļas paraugu noņemšana no transformatora tvertnes, caurvadizolatoriem, kontaktoriem un eļļas fizikālķīmiskās analīzes veikšana laboratorijā

Periodiskais vai kontroles eļļas paraugs jānoņem pēc iespējas ātrāk tūlīt pēc iekārtas atslēgšanas, kamēr eļļa ir dabīgajā cirkulācijā un nav notikusi eļļas mitruma pārdalījums starp cieto izolāciju un eļļu, kā arī eļļā esošo mehānisko daļiņu un piemaisījumu nosēšanās, noteikti pirms eļļas papildināšanas vai maiņas.

Parauga noņemšana lietus, miglas vai stipra vēja apstākļos pieļaujama atsevišķos gadījumos, ja ir veikti visi pasākumi, lai novērstu eļļas samitrināšanos vai mehānisku piemaisījumu iekļūšanu tajā. Lai novērstu mitruma kondensēšanos paraugā, noņemamās eļļas temperatūrai jābūt augstākai par apkārtējā gaisa temperatūru, ja to nevar nodrošināt nepieciešams uzsildīt parauga noņemšanas trauku virs apkārtējās vides temperatūras.

Ilgstoši rezervē (konservācijā) esošam transformatoram paraugi ir ar mazāku mehānisko daļiņu un duļķu piemaisījumu, kā pēc ieslēgšanas darbā. Mitruma satura sadalījums un daudzums atkarīgs no vides temperatūras, ņemot vērā, ka 90% mitrums ir cietajā izolācijā. Tāpēc šādam transformatoram pēc ieslēgšanas darbā, atkārtoti jānoņem paraugs pēc transformatora darba temperatūras un līdzsvara starp eļļu un izolāciju nostabilizēšanās.

Transformatoru ieslēgt darbā drīkst tikai pēc pozitīvu analīžu rezultātu saņemšanas. Kontaktoros, pakāpju pārslēdžos pēc eļļas nomaiņas atļauts noņemt paraugu pēc 1stundas no uzpildīšanas beigām un atļauts ieslēgt darbā uz iepildītās eļļas protokola pamata.

Tradicionālās eļļas fizikālķīmiskās pārbaudes metodes ir informatīvas, tomēr nepietiekamas, jo atklāj tikai defektu simptomus, bet nevis to atrašanās vietu un bīstamību. Ar šīm metodēm praktiski nav iespējams novērtēt izolācijas samitrināšanos un piesārņošanas, defektus sprieguma regulēšanas ierīcē un eļļas novecošanos caurvadizolatoros. Līdz ar to ir radusies vajadzība ievest jaunās metodes un nosākamās eļļas kvalitātes rādītājus un to sauc par eļļas padziļināto analīzi – bez tradicionāliem rādītājiem vēl nosaka antioksidantus, duļķainumu, nosēdumus, virsmas spraigumu, krāsu u.c.

Pamatojoties uz eļļas kvalitātes noteicošo rādītāju rezultātiem, transformatoru ekspluatācijā pielietojamo eļļu iedala sekojošās grupās:

- „eļļas apmierinošs līmenis”, kad eļļas kvalitāte garantē drošu darbību (intervāls no maksimāli pieļaujamām vērtībām pēc iepildes un līdz minimālām „apmierinoša līmeņa” vērtībām);

- „eļļas daļēji apmierinošs līmenis”, ja kaut viena no eļļas kvalitātes radītāja pasliktināšanās pieved pie turpmākas ekspluatācijas drošuma samazināšanas un jāveic paplašinātā kontrole atlikušā ekspluatācijas laika prognozēšanai, kā arī nepieciešams caurskatīt turpmāko eļļas paraugu noņemšanas periodiskumu (intervāls no minimālām „apmierinoša līmeņa” vērtībām līdz maksimāli pieļaujamām minimālām vērtībām ekspluatācijā) [69];
- „eļļas neapmierinošs līmenis”, ja viens no eļļas kvalitātes radītājiem ir neapmierinošs, tad tas nozīme, ka tuvojas avārijas bojājums un nepieciešama iekārtas atslēgšana (intervāls no maksimāli pieļaujamām minimālām vērtībām „daļēji apmierinoša līmeņa” un mazākām vērtībām).

Fizikālķīmiskai laboratorijai ir jānodrošina testēšanas aparātu atbilstošs tehniskais stāvoklis, kas minimizē sistemātiskās kļūdas iespaidu mērījumu rezultātiem.

1.3.5. Mērījumu veikšana strādājošam transformatoram tukšgaitas un slodzes režīmos

Šis pamatposms ir paredzēts, lai būtu priekšstats par reālo transformatora tehnisko stāvokli un tām izmaiņām attiecībā pret sistēmas noslodzēm. Defektu atklāšanai to sākuma stadijā tiek izmantota nepārtrauktā kontrole [58]. Transformatora nomērītie parametri dažādos slodzes režīmos uzrādīs iespējamo defektu agrīnajā stadijā un tas izmaiņas raksturu. Ieteicamo mērīšanas apjomu skatīties 1.3. apakšnodaļas 1.2. tabulā. Katrs papildus mērījums var būt pasūtīts atsevišķi. Pilns pasākumu komplekss transformatora stāvokļa un darba spēju noteikšanai ietver nepārtraukto un periodisko kontroli darbības laikā un detalizētu apsekošanu no tīkla atslēgtā stāvoklī.

1.3.6. Tradicionālo elektrisko mērījumu veikšana atslēgtam transformatoram

Transformatoru defektu atklāšanu to agrīnajā stadijā, pirms tie vēl nav pārauguši nopietnos bojājumus, iespējams atklāt, lietojot periodisko kontroli. Mūsdienu tendences, pārejot no preventīvās profilakses, ja defekti jau radušies, uz brīdinošiem pasākumiem, paredz plaši pielietot periodiski nepārtraukto kontroli [38, 42, 69, 77]. Uz laika un tehniskā stāvokļa bāzēto ekspluatācijas pieeju apvienošana (TBM+CBM) nodrošina to kontroli ar dažādiem laika posma intervāliem un mērīšanas apjomiem.

Efektīva profilakses sistēma nodrošina augstāku transformatoru drošumu, jo samazina avāriju skaitu un remontiem patērēto laiku, ļauj savlaicīgi veikt remontus un kopumā pagarina transformatoru ekspluatācijas laiku. Pasargājot transformatorus no avārijas atslēgšanās, iespējams iegūt tik lielu ekonomisko efektu, ka ir lietderīgi izmantot visai sarežģītas mērīšanas, datu uzkrāšanas un apstrādes sistēmas.

Lai sekmīgi ekspluatētu transformatorus ar lielu ekspluatācijas laiku, jārealizē to masveida apsekošanas programmas. Daudzās pasaules valstīs izstrādātas un tiek realizētas daudzlīmeņu kontroles sistēmas, kas pieprasa, lai transformators būtu atslēgts.

Sakarā ar to, ka šodien neeksistē universāli parametri, kas ļautu viennozīmīgi novērtēt transformatora stāvokli, tā kontrolei jālieto vesels metožu komplekss, pieņemot lēmumu par turpmāko darbu, jāņem vērā daudzi citi ar transformatora darbu saistītie faktori.

Transformatora tehniskā stāvokļa pārbaudes komplekss sastāv no elektriskiem mērījumiem un eļļas analīžu rezultātu izvērtēšanas. Pie tradicionālajiem elektriskajiem mērījumiem attiecas: tukšgaitas strāvas un jaudas zudumu mērījumi, tinumu aktīvās pretestības mērījumi, tinumu cietās izolācijas un caurvadizolatoru pretestības un dielektrisko zudumu mērījumi, cietās izolācijas daļējo izlāžu mērījumi, pilnās īsslēguma pretestības mērījumi, pakāpjslēdža pārbaude, transformācijas koeficienta mērījumi. Šajā apakšnodaļā izskatīsim daļu no diagnostikas mērījumiem, kurus realizē tikai pie atslēgta transformatora:

- Transformatoram *tukšgaitas zudumi* ir jāmēra pirms mērījumiem, kas saistīti ar līdzstrāvas iedarbību uz transformatoru (tinumu pretestības mērīšana līdzstrāvai, savienojumu grupas noteikšana), lai izslēgtu kļūdu, ko izsauc serdes uzmagnetizēšanās. Tukšgaitas strāvas un zudumu mērījumi ļauj atklāt transformatora magnētvida defektus. Tas ir sevišķi svarīgi, izlemjot jautājumu par tādu transformatoru tālāko ekspluatāciju, kas bijuši ekspluatācijā jau ilgu laiku. Izmantojot minētos mērījumus, iespējams noteikt arī tinumu deformācijas pēc īsslēgumiem un starpvijumu deformācijas (tinumu uzsilšanu, kuru izraisa īsslēgums starp tinumu vijumiem, jo šis īsslēgums izsauc intensīvu siltumenerģijas izdalīšanos), silšanu un dzirksteļošanu, ko izsauc transformatora aktīvās daļas metālelementu izolācijas stiprinājumu slikts savienojuma kontakts [38]. Tukšgaitas strāvas un zudumu mērījumi un to rezultātu salīdzināšana ar iepriekšējiem mērījumu rezultātiem ietilpst praktiski visu energokompāniju un firmu transformatoru apsekošanas programmās. Tukšgaitas zudumu noteikšanai parasti izmanto tās pašas shēmas un spriegumu, kādi bijuši rūpnīcā pēc transformatora izgatavošanas. Transformatoriem, kuri sagatavoti

ieslēgšanai pēc remonta, minētie zudumi nedrīkst atšķirties no rūpnīcas datiem vairāk par 5%. Veicot komplekso apsekošanu ekspluatācijas laikā, tukšgaitas zudumu mērījumi nedrīkst atšķirties vairāk par 30% no izejas datiem [56, 77].

- Transformatora *tinumu aktīvās pretestības* mērīšana ar līdzstrāvu tika lietota kā viena no pirmajām metodēm tā tehniskā stāvokļa noteikšanai un defektu atklāšanai. Pretestību nosaka, vienlaicīgi izmērot spriegumu un strāvu vai lietojot tilta shēmas. Iegūtie pretestību mērījumi tiek salīdzināti ar iepriekšējiem rezultātiem. Šīs atšķirības nedrīkst pārsniegt 5%, bet pretestību atšķirībām dažādās fāzēs jābūt mazākām par 2% [56, 77]. Šie mērījumi, pārsvarā, veicami kopā ar tukšgaitas strāvu un zudumu mērījumiem.
- *Tinumu izolācijas pretestības* pārbaudes pamatā ir pretestības mērīšana lietojot līdzspriegumu uz laiku parasti līdz vienai minūtei. Mērījuma spriegums parasti ir līdz 5000V. Jāpiebilst, ka izolācijas pretestības lielums mainās atkarībā no sprieguma padošanas brīža. Šis fenomens ir saistīts ar polarizācijas procesiem izolācijā. Tādējādi, lai iegūtu patieso izolācijas pretestības lielumu jeb izolācijas vadītspēju, ir nepieciešams veikt mērījumu, kamēr visi polarizācijas procesi noslēdzas pilnībā [8]. Tāpēc šim (K_{abs}/PI -polarizācijas indekss) un dielektrisko zudumu $tg\delta$ raksturojošam parametram tiek atdota priekšroka, veicot matemātisko modelēšanu 3.1.5. apakšnodaļā, ar nolūku pārbaudīt savstarpēju korelāciju, tādā veidā, zinot vienu parametru prognozēt par otro. Tiek pielietota shēma, kas paredz tikai starptinumu kapacitātes mērīšanu, pārējos ekrānejot.
- *Dielektrisko zudumu leņķis*, arī dielektrisko zudumu faktors, $tg\delta$, raksturo leņķi starp aktīvās un kapacitatīvās strāvas komponentēm, kuras plūst caur izolāciju. Jo lielāka ir aktīvās strāvas komponente attiecībā pret kapacitatīvo, jo lielāks ir arī leņķis starp šīm strāvām un izolācijas dielektriskās īpašības tiek uzskatītas par sliktām [78]. Dielektrisko zudumu faktora mērījuma laikā izolācija tiek pakļauta maiņspriegumam, kurš parasti nav lielāks par iekārtas nominālo spriegumu. Mērījuma laikā tiek noteikta izolācijas kapacitāte un dielektrisko zudumu leņķa tangenss attiecīgajā frekvencē.
- Galvenais parametrs, kurš raksturo tinumu deformāciju ir *transformatora pilnā pretestība* Z_{Tssl} *īsslēgumam*. Pēc Z_{Tssl} izmaiņām var noteikt tinumu deformācijas pakāpi. Periodiski mērot Z_{Tssl} var savlaicīgi noteikt transformatora bojājumu un izvest to remontā. Ir ieteicams izmērīt Z_{Tssl} visiem lieljaudas transformatoriem, kuriem pilnā jauda ir 63MVA un lielāka ar spriegumu 110 kV un augstāk. Jebkura tinuma

deformācija izsauc tā induktivitātes un kapacitātes izmaiņas, attiecīgi mainās arī frekvenču raksturlīknes salīdzinājumā ar tām, kādas tās bija tikko izgatavotam transformatoram vai pēc remonta. Ja iepriekšējo mērījumu dati nav pieejami, salīdzina mērījumus transformatora trīs fāzēs. Šādus salīdzinošus mērījumus parasti veic pēc spēcīgiem īsslēgumiem tīklā.

- Caurvadizolators – transformatora augstsprieguma ievads. Caurvadizolatoram tāpat, kā transformatoram ir jābūt gan izolācija, gan dielektriskie zudumi, gan jāseko kapacitātei. Mērījumi veicami divās shēmas kapacitāšu noteikšanai. Mērot izolāciju (transformatoram, caurvadizolatoram) pie temperatūras atšķirīgas no 20°C ir jāizmanto labojuma koeficients.
- *Transformācijas koeficients* ļauj spriest par precīzu transformatora tinumu vijumu attiecību konkrētā regulēšanas augstsprieguma tinuma stāvoklī. Transformācijas koeficients nosakāms visos tinumu atzarojumos (pakāpēs) un visām fāzēm. Transformācijas koeficienta, transformatoram pie ievēšanas ekspluatācijā, atšķirībai ir jābūt ne lielākai par 2 % no rūpnīcas datiem un no nomērītiem lielumiem tajās pašas pakāpēs tikai citās fāzēs [77].

Jāatzīmē, ka visi iepriekš pārskaitīti mērījumi, ir jāveic maksimāli ātri pēc transformatora atslēgšanas brīža.

1.3.7. Tehniskās atskaites sagatavošana

Tehniskās dokumentācijas (protokoli) sagatavošanas laikā nepieciešams ņemt vērā visus iepriekš minēto pamatposmus un ar tiem iegūtos datus. Protokolam jāatspoguļo visa nepieciešama tehniskā informācija, kurā ietilpst: pārbaužu rezultāti, iegūto rezultātu analīze, slēdziens par transformatora stāvokli un rekomendācijas turpmākai ekspluatācijai (pieejai) un esošai diagnostikas kontrolei, nepieciešamības gadījumā, priekšlikumu sniegšana par remontdarbu, modernizācijas apjomiem un tehnoloģiskā procesa metodikām. Protokols ar eļļas raksturojošiem parametriem tiek iesniegts atsevišķi.

1.4. Transformatoru tehniskā stāvokļa uzlabošanas pasākumi

Šajā apakšnodaļā apskatītais piemērs paņemts, ka optimizētās ekspluatācijas pieejas efektivitātes rezultāts (1.8.tab.). Pateicoties kombinētai un arī optimizētai ekspluatācijas pieejai, transformatoram ekspluatācijas laikā savlaicīgi tiek konstatēts attīstošais izolācijas

sistēmas defekts (1.6.tab.). Pēc esošiem mērījumu rezultātiem tiek veikta uzkrāto datu analīze par transformatora tehnisko stāvokli un sniegti priekšlikumi par modernizācijas darbu uzsākšanas nepieciešamību un rezultātā tiek apstiprināts un realizēts modernizācijas – tehniskā stāvokļa uzlabošanas darbu apjoms (1.7.tab.).

Sakarā ar to, ka pēdējā laikā defektēto transformatoru, ar pārsniegto dzīves ciklu, skaits ir palielinājies, nepieciešams arvien biežāk un biežāk izvest komplekso diagnostiku. Kompleksās diagnostikas mērķis ir noteikt esošo reālo transformatora tehnisko stāvokli un dot priekšlikumus modernizācijas darbu apjomiem un nepieciešamībai. Jāpielieto visas tradicionālās un netradicionālās pārbaudes metodes, lai nodrošinātu tehniskā slēdziena ticamību un precizitāti. To var panākt pielietojot kombinēto, optimizēto (TBM/CBM) ekspluatācijas pieeju.

Katru gadu notiek vairāki modernizācijas darbi Latvijā uzstādītajiem lieljaudas transformatoriem. Transformatoru modernizācijas darbu apjomi var atšķirties, sākot ar atsevišķu mezglu nomaiņu un beidzot ar tinumu žāvēšanu un eļļas nomaiņu. Līdz ar to transformatoriem pagarināts dzīves cikls un tiem piemērota atsevišķa ekspluatācijas pieeja.

Praksē atremontēto transformatoru bezatteiču darbība norāda uz modernizācijas darbu efektivitāti. Modernizācijas darbu efektivitātes apliecinātie mērījumu rezultāti uzrādīti mērījumu protokolos pie darba nodošanas, kā kontroles mērījumi. Nobeigumā var secināt, ka diagnostika ļauj paaugstināt elektroenerģijas apgādes drošuma līmeni, līdz ar to paaugstināt arī uzņēmuma prestižu un apkalpojošā personāla drošību, ka arī samazināt izdevumus, kas var rasties avārijas gadījumā. Bet nevar noliegt faktu, ka atsevišķos gadījumos modernizācija nenes efektivitāte, bet tieši otrādi, ja modernizācijas laikā netika ievēroti attiecīgi tehnoloģiskie procesi.

Tehniskā stāvokļa uzlabošanas pasākumus ir nepieciešams izstrādāt tādā gadījumā, ja esošais transformatora stāvoklis neatbilst prasībām, tuvu pieļaujamai robežai vai transformators ir nokalpojies vairāk par normēto ekspluatācijas laiku un būtu mērķtiecīgi atjaunot tā tehnisko stāvokli, šādā veidā pagarināt transformatora ekspluatācijas laiku. Pasākumu izstrāde un lietderīgums – darbību komplekss, kas nosaka prognozējamo termiņu par kuru tiks pagarināts ekspluatācijas laiks. Šādi pasākumi un rīcības ir izskatītas šīs apakšnodaļas ietvaros.

Transformatoru aktīvās daļas revīzija var novest pie sekojošiem negatīviem faktoriem:

- izolējošo īpašību pazemināšanās, izolācijas eļļas un cietās izolācijas saskaršanās ar neizžāvētu gaisu rezultātā;

- bez strikti atrunāta tehnoloģiskā procesa ievērošanas, eļļas iepildīšanas laikā transformatora tvertnē, gāzes burbuļu rašanās (un kā sekas - izolācijas pārklāšanās transformatoru ieslēgšanas laikā);
- atsevišķu mezglu nejauša sabojāšanās, aktīvās daļas piesārņošanās;
- svešu priekšmetu iekļūšana transformatorā cilvēka un neuzmanības dēļ.

Statistikas dati [82], transformatoriem, kuriem iepriekš tika veikts kapitālais remonts, caurvadizolatoru nomaiņa un citi ar aktīvās daļas modernizāciju saistītie darbi, liecina, ka veicot izmeklēšanu, gandrīz 30% gadījumos uz transformatora tvertnes dibena tika atrasti uzgriežņi, skrūves, instrumenti un citi darba rīki. Tas liecina par rupjiem tehnoloģiskā procesa pārkāpumiem. Pēdējā laikā šādi pārkāpumi ir arvien retāk un retāk sastopami un tas skaidrojams ar pieredzes krāšanu un pasūtītāja prasību pastiprināšanos.

Svarīgi arī pievērst uzmanību konkrētās modernizācijas tehnoloģijas procesa izvēlei, jo no tā ir atkarīga tehniskā stāvokļa uzlabošanas pakāpe. Piemēram, ja ir pazīmes uz pastiprinātu transformatora samitrināšanos un duļķes esamību, tad atturēšanās no cietās izolācijas karstās eļļas mazgāšanas un žāvēšanas noved pie neapmierinošiem rezultātiem. Transformatoru atvēršanas process var būt arī bīstams, ja transformatoru cietā izolācijā ir iesācies destruktīvais process un tai ir zema mehāniskās izturības pakāpe.

Mūsdienīga modernizācijas metodika ekspluatācijas nosacījumos sastāv no tipveida remontu darbiem ar mērķi lokalizēt un novērst konkrētu defektu, atsevišķu transformatoru mezglu rekonstrukcijas, cietās izolācijas žāvēšanas un eļļas reģenerācijas (skat. 1.14. attēlu), aktīvās daļas mazgāšanas ar karstu eļļu pie dažāda vakuuma.



1.14. att. Eļļas reģenerācijas stacionārā iekārta

Mainīgs vakuums domāts, lai uzlabotu žāvēšanas procesu un attīrīšanu no duļķēm. Cītreiz izdodas arī panākt augstāku papīra izolācijas mehānisko izturību. Pēdējo piecu gadu laikā izstrādātā modernizācijas metodika ar augstas kvalitātes darbu izpildi ļāva sasniegt efektīvus rezultātus, veicot remontu darbus transformatoriem ar 30-45 gadu ekspluatācijas laiku. Dati ir iegūti, daloties pieredzē ar kolēģiem no Krievijas.

Iepriekš minētā informācija ļauj nonākt pie secinājuma, ka, kompleksā diagnostika aizņem nozīmīgu vietu transformatora tehniskā stāvokļa prognozēšanā (atlikušā ekspluatācijas laika noteikšana) un atteižu riska faktora noteikšanā, tad arī pie modernizācijas darbiem, tā arī aizņem pirmo pozīciju. Tālāk izskatīsim detalizētāk modernizācijas darbu nākamās pamatetapas.

1.4.1. Fizikālķīmiskās laboratorijas piesaiste

Tiek piesaistīta arī elektrotehniskā laboratorija ar maksimāli pielietojamo aparātu klāstu un skaitu, kas nodrošina augstu mērījumu rezultātu precizitāti. Šajā etapa laikā uz remonta laukumu nogādā tehnoloģisko iekārtu takelāžas darbiem, aktīvas daļas mazgāšanai, cietās izolācijas žāvēšanai un eļļas reģenerācijai, ja tā ir mobila iekārta.

Fizikālķīmiskā laboratorija kopā ar elektriskām mērīšanas metodēm – ir apvienotās ekspluatācijas pieejas pamats, no kura ir atkarīga kompleksās diagnostikas izpilde. Šo divu tehniskā stāvokļa noteikšanas metožu mijiedarbība dod neapšaubāmos rezultātus ar augstu ticamības līmeni.

1.4.2. Transformatora atvēršana un takelāžas darbi

Darbi notiek pēc iepriekš izstrādātās tipveida tehnoloģiskās kartes [72], tajā skaitā, tinumu un magnētserdes presēšana, dzesēšanas sistēmas un regulēšanas zem sprieguma (RZS) sistēmas revīzija, absorbentu un filtru kontrole, eļļas sūču novēršana, defektēto tinumu izvadu nomaiņa, transformatoru tvertnes blīvumu nomaiņa.

1.4.3. Atsevišķu transformatora mezglu rekonstrukcija

Lielā pieredze norāda uz to, ka aktīvās daļas samitrināšanās iemesls ir nehermētiski uzmontēta membrāna, kas caur atgaisošanas cauruli ļauj mitrumam tikt transformatorā. Nākamais iemesls var būt ar konstrukcijas koroziju izsauktās spraugas [66].

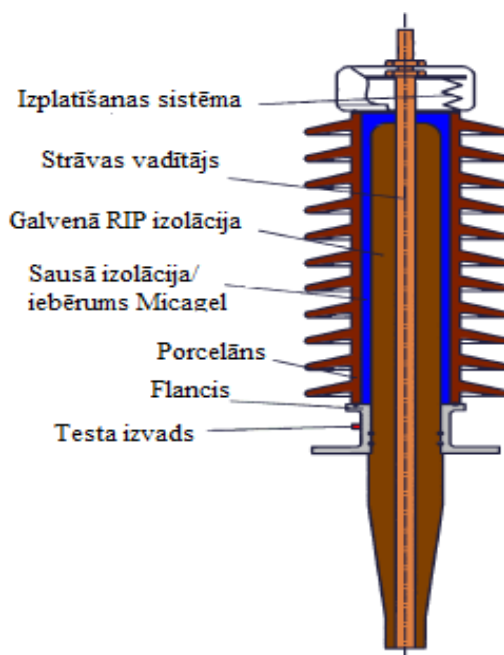
Dotajā gadījumā atgaisošanas caurules nomaiņa ir mērķtiecīgs pasākums, kā arī iespējams variants caurvadizolatoru nomaiņa pret hermētisku izpildījumu. Ar

caurvadizolatoru nomaiņu ir jāparedz jaunu flanču nepieciešamība. Esošo caurvadizolatoru (skat. 1.15. attēlu) stiprinājums atšķiras no jauna caurvadizolatora stiprinājuma, tāpēc jāpievērš liela uzmanība jaunu caurumu izurbšanai un bultskrūves nomaiņai pret tapskrūvēm.



1.15. att. Nehermētiskie 110 kV caurvadizolatori

Augstsprieguma caurvadizolatori arī var būt par iemeslu transformatora atteicei vai nu caurvadizolatora rūpnīcas brāķa dēļ, vai nu tehniskā stāvokļa dēļ, caurvadizolatoru ekspluatējot. Tāpēc ieteicams minimizēt kaut vai riskus, kas rodas iekšējās izbūves dēļ un tāpēc arvien biežāk un biežāk sāk ekspluatēt caurvadizolatorus ar RIP (Resin Impregnated Paper) izolāciju, 1.16. attēls. Piemērots kārtējais brāķēšanas kritērijs C2, kas nosaka ārējo slāņu cietās izolācijas pretestību un kapacitāti. Mērījumi ieiet p.1.3.6. minētā apjomā.



1.16. Caurvadizolators ar RIP izolāciju

1.4.4. Eļļas un absorbentu sagatavošana

Tas ir viens no galvenajiem etapiem, kas nodrošina remonta kvalitāti un turpmāku lieljaudas transformatora drošu ekspluatāciju. Šis etaps ir visilgākais no visiem etapiem. Svarīgi atcerēties un rēķināties ar to, ka reģenerācijai, žāvēšanai vai degazācijai būs jāpakļauj ne tikai ekspluatācijā bijusī eļļa, bet arī glabājamā eļļa.

Remonta laikā nedrīkst aizmirst arī par absorbenta-silikagela samitrināšanās kontroli. Atbilstoši tehniskajām vajadzībām un iespējām turpmākai kontrolei tiek pieņemts lēmums par antioksidējošo vielu (antioksidantu) pievienošanu eļļai.

1.4.5. Cietās izolācijas mazgāšana (attīrīšana) un žāvēšana

Turpmākajā procesā, pēc ūdens molekulas rašanas, ūdens darbojas kā katalizators, kurš izsauc paātrinātu izolācijas novecošanos ar no tā izrietošu papildus jauna ūdens daudzuma veidošanos. Ir izstrādātas daudzas metodes, lai noteiktu ūdens satura daudzumu eļļā un izolācijā, lai turpmākajā ekspluatācijas laikā to censtos ierobežot vai samazināt. Ūdens daudzuma noteikšanai cietajā izolācijā ir izstrādātas speciālas līknes, kur pēc mitruma daudzuma eļļā pie zināmas tās noņemšanas temperatūras, var noteikt mitruma satura daudzumu cietajā izolācijā. Pēc šīm līknēm var arī iepriekš noteikt zemāko temperatūru pie kādas pieļaujama transformatora darbība, lai mitruma saturs cietajā izolācijā nepārsniegtu pieļaujamo [5].

Amerikā un Eiropā ir izstrādāta metode, kura ar minimāliem līdzekļiem ļauj samazināt mitruma daudzumu cietajā izolācijā [15]. Līdzīgi šī metode arī ir pielietojama pēc Krievijas VS ražotiem lieljaudas transformatoriem. Pie transformatora tvertnes tiek pievienots termosifons ar tehnisko silikagelu, kas savukārt samazina gan mitruma saturu, gan skābes daudzumu eļļā. Silikagels ik pa laikam tiek mainīts. Šī metode pamatojas uz principu, ka pastāv balanss starp mitruma šķīdību cietajā izolācijā un eļļā, jo zemāka izolācijas temperatūra, jo lielāks mitruma saturs cietajā izolācijā, jo temperatūra augstāka mitruma saturs no cietās izolācijas pārvietojas eļļā, pie kam, šis process ir daudz lēnāks. Šis princips tad arī ir izmantots, pieslēdzot transformatoram uz vairākiem mēnešiem eļļas susināšanas filtrus, bet tas reāli ir iespējams tikai normāli noslogotiem transformatoriem, kuru darba temperatūra nav zemāka par 45°C un jo tā ir augstāka, jo process efektīvāks. Šā paša iemesla dēļ nevar teikt, ka transformatoram atrodoties tukšgaitā vai rezervē esošā izolācija novecojas lēnāk, šajā gadījumā no četriem novecošanu izsaucošajiem faktoriem izslēgts ir tikai viens – elektromehāniskā slodze un arī ne vienmēr, bet stipri paaugstinās mitruma pārvietošanās

virziens cietajā izolācijā. Sevišķu bīstamību tas rada ieslēdzot transformatoru no šāda stāvokļa – darbā zem slodzes, sakarā ar tā saukto „ūdens burbuļu” veidošanos – ūdens tvaiku rašanos mitras izolācijas vietās, kur notiek silšana. Burbuļos paātrināti notiek elektriskās izlādes, un sliktāk, ja šie burbuļi uzkrājas transformatora „kabatās”. Nomainot transformatorā eļļu pilnībā mitruma saturs cietajā izolācijā nemainās. Tā piemēram nomainot eļļu 300MVA transformatoram Dienvidu Amerikā, mitruma saturs samazinājās no 3% līdz 2,7% [2].

Izdarot izolācijas pretestības mērījumus ar megommetru nosaka absorbcijas vai polarizācijas koeficientu, bet tas nav sevišķi precīzs rādītājs, jo mērījumu rezultātu iespaido ne tikai mitruma saturs cietajā izolācijā, bet arī eļļas vadāmība, ko bieži vien neņem vērā.

Izdarīt transformatora tehniskā stāvokļa analīzi, vadoties tikai pēc cietās izolācijas mērījumu pasliktināšanās, attiecībā pret rūpnīcas mērījumiem ir vienkārši, bet tas neatspoguļo izolācijas faktisko stāvokli, jo nav ņemtas vērā izolācijas temperatūras, transformatora slodzes lielums un ilgums pirms mērījuma, mitruma saturs cietajā izolācijā un transformatora stāvoklis pēc gāzu hromatogrāfiskām analīzēm.

Izolācijas temperatūras, ko nosaka izdarot atbilstošos mērījumus, ir momentānās temperatūras un tās nesaskan ar mitruma sadalījumu izolācijā. Mitruma saturs no cietās izolācijas, pēc 25 MVA transformatora atslēgšanas, izlīdzinās starp eļļu un cieto izolāciju apmēram 20 dienās.

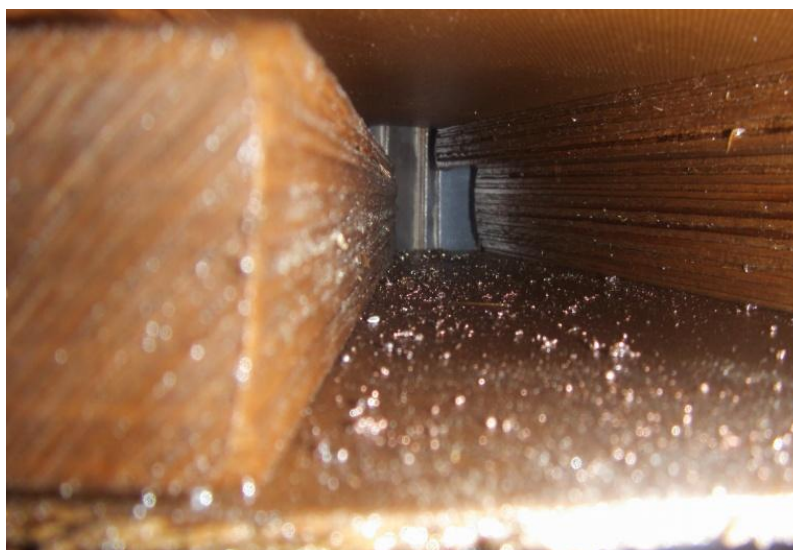
Tāpat, lai pielietotu ilgstošās žāvēšanas metodes, rūpīgi ir jāanalizē iespējamās ilgstošās minimālās slodzes, iespēja strādāt ar atslēgtu dzesēšanu, transformatora temperatūra žāvēšanas laikā, pretējā gadījumā rezultāts būs neapmierinošs. Sildīt transformatoru no atsevišķa pārvietojama transformatora, metode reālāka, bet stipri dārgāka, arī šeit, lai izolāciju izžāvētu, procesam jābūt pietiekoši ilgam, jo, forsējot žāvēšanu, var sabojāt izolāciju vēl vairāk, bet iespēja vienlaicīgi vakuumbūt transformatoru, lai pazeminātu žāvēšanas temperatūru ir atkarīga no transformatora tvertnes stiprības. Tāpat, lai paātrinātu žāvēšanu, tiek izmantota metode, ka žāvēšanas laikā periodiski žāvējamā tilpnē ielaiž sausu gaisu un izvāc no tilpnes dibena sakrājušo eļļu. Cietās izolācijas mazgāšanas process ir apgrūtināts ar to, ka tas prasa speciālo tehnisko aprīkojumu, kura sastāvā ir speciālā vakuumkrāsns ar sildelementiem un eļļas smidzināšanas cauruļu sistēma (skat. 1.17. attēlu). Vairumā gadījumos process pielietojams transformatora ražotājrūpnīcā. Tas ir vissvarīgākais modernizācijas remonta etaps, kurā pielieto gan tradicionālās pieejas, gan jaunus risinājumus. Plaši pielietojama metode ir divu kontūru metode. Pirmais – aktīvās daļas skalošanas kontūrs un otrais –

vakuumēšanas kontūrs. Procesa īpatnība ir eļļas nomaiņa, pēc noteikta laika, pret eļļas šķīdumu, kas satur mazgāšanas līdzekli, piemēram, Midel 7131.



1.17. att. Transformatora tinumu mazgāšana un žāvēšana

Transformatoriem, atrodoties ekspluatācijā, iedarbojas dažādi sistēmas režīmi, kas izsauc pastiprinātu silšanu, termodinamisko iedarbību u.t.t. Apsekošanas rezultātā ir konstatētas vara skaidas (skat. 1.18. attēlu), kas ekspluatācijā ietekmē izolācijas līmeņa īpašības. Šāda defekta novēršanai pielieto tinumu mazgāšanu ar paaugstinātu spiedienu.



1.18. att. Transformatora aktīvās daļas pieduļķošana

Lai uzskatāmāk redzētu modernizācijas darbu efektivitāti, piedāvāts praktiskais piemērs ar procesā iegūtajiem datiem. Mērījumu rezultāti, pirms modernizācijas darbiem, ir redzami 1.7. tabulā.

1.7. tabula

Transformatora mērījumu rezultāti (pirms modernizācijas)

Nr. p.k.	Pārbaudes mezgls	Pārbaudes shēma	Kritērijs	Rezultāts	Stāvoklis/Defektu raksturs
1.	Tinumi	A-VZk	Izolācijas pretestība	458 MΩ	Neapmierinošs
2.	Caurvadizolatori	A,B,C(C ₁)	Dielektriskie zudumi	tgδ≤0.7%	Apmierinošs/ eļļas sūces
3.	Magnētserde	---	Jaudas zudumi un t.g. strāva	Atšķirība < 30%	Apmierinošs
4.	Tinumu kontakti	A,B,C-0	Omiskās pretestības	Atšķirība < 2%	Apmierinošs
5.	Pak. pārslēdzis	---	Nostrāde	Labs	Apmierinošs
6.	Meh. piedziņa	---	Darbība	Pieļaujams	Uz robežas

Mērījumu rezultāti tiek iedoti remontu veikšanas personālam ar mērķi nodrošināt informācijas esamību par diagnostikas rezultātiem. Normālos darba apstākļos modernizācijas darbu process ilgst līdz 30 dienām un tas ir realizējams arī apakšstacijās uz vietas, pēc speciāli izstrādātas un saskaņotas programmas (skat. 1.8. tabulu).

1.8. tabula

Transformatoram veikto modernizācijas darbu saraksts

Nr. p.k.	Veikto modernizācijas darbu raksturs
1.	Tika veikta visu blīvējumu nomaiņa
2.	Nomainīts pakāpju pārslēdža darbinātājs
3.	Transformatora kontaktora revīzija
4.	Veikta pakāpju pārslēdža ārējā augšējā reduktora nomaiņa pret jaunu
5.	Nomainīts transformatora plūsmas relejs
6.	Pārbaudīts transformatora gāzes relejs
7.	Nomainīta visa eļļas noslēgarmatūra
8.	Veikta eļļas parauga noņemšanas ventiļa nomaiņa pret jaunu
9.	Uzstādīti 20 gab. jauni dzesēšanas ventilatori
10.	Nomainīti visi spēka un signalizācijas kabeļi un to aizsargapvalki
11.	Uzstādīti jauni 2 gab. MR-Mesko tipa termosignalizatori

Transformatoram veikto modernizācijas darbu saraksts

12.	Transformatora un kontaktora eļļas līmeņrāžu maiņa
13.	Uzstādīti jauni automātiskās dzesēšanas sistēmas vadības un sekundāro ķēžu skapji
14.	Uzmontēti 3 gab. jauni sausie 110 kV caurvadizolatori
15.	110 kV caurvadizolatoru izvadu pagarināšana
16.	Nomainīts silikagels 2 gab. termosifona tvertnēs
17.	Veikta visu eļļas sūču novēršana un blīvju nomaina
18.	Veikta kontaktora eļļas nomaina
19.	Veikta transformatora eļļas nomaina
20.	Veikta eļļas filtrācija, degazācija
21.	Veikta visa transformatora virsmas tīrīšana, gruntēšana un krāsošana
22.	Veikti visi nepieciešamie mērījumi un eļļas analīzes

Modernizācijas darbu process beidzas ar transformatora tehniskā stāvokļa diagnostikas pārbaudēm un efektivitātes noteikšanu. Kā rezultātā tiek noformēts darbu nodošanas-pieņemšanas akts ar mērījumu rezultātu protokolu, kurš atspoguļo 1.9. tabulas efektivitātes informāciju.

Mitrums, kas izdalās nolietotā procesa rezultātā, slēpj presējuma slodzes patieso stāvokli līdz tam brīdim, kad transformatoru sāk žāvēt. Nepieciešamās presējuma slodzes garantēšanai, īpaši lielas jaudas transformatoriem, ekspluatācijas gaitā ir nepieciešams veikt presējošo konstrukciju apskati un revīziju.

Žāvēšana process, pirms apskates veikšanas, garantēs to, ka konstatētā tinumu presējuma slodze atbilst ekspluatācijas stāvoklim. Ja tomēr apskates gaitā tiek konstatēts tinuma nepietiekošs presējums, tad presējuma pievilkšanu būtu efektīgi veikt uzreiz pēc žāvēšanas, kamēr mitruma daudzuma saturs ir minimāls.

Ir jāpiebilst, ka konkrētam transformatoram tika veikta eļļas nomaina, bet atsevišķos gadījumos šādi darbi paredz eļļas nomainu pret iepriekš reģenerēto. Informācija par nepieciešamo eļļas daudzumu savlaicīgi tiek nodota atbilstošajam personālam tās nodrošināšanai.

Transformatora mērijumu rezultāti (pēc modernizācijas)

Nr. p.k.	Pārbaudes mezgls	Pārbaudes shēma	Kritērijs	Rezultāts	Stāvoklis/Defektu raksturs
1.	Tinumi	A-VZk	Izolācijas pretestība	9100 MΩ	Apmierinošs
2.	Caurvadizolatori	A,B,C(C ₁)	Dielektriskie zudumi	tgδ=0.5%	Apmierinošs
3.	Magnētserde	---	Jaudas zudumi un t.g. strāva	Atšķirība < 30%	Apmierinošs
4.	Tinumu kontakti	A,B,C-0	Omiskās pretestības	Atšķirība < 2%	Apmierinošs
5.	Pak. pārslēdzis	---	Nostrāde	Labs	Apmierinošs
6.	Meh. piedziņa	---	Darbība	Labs	Apmierinošs

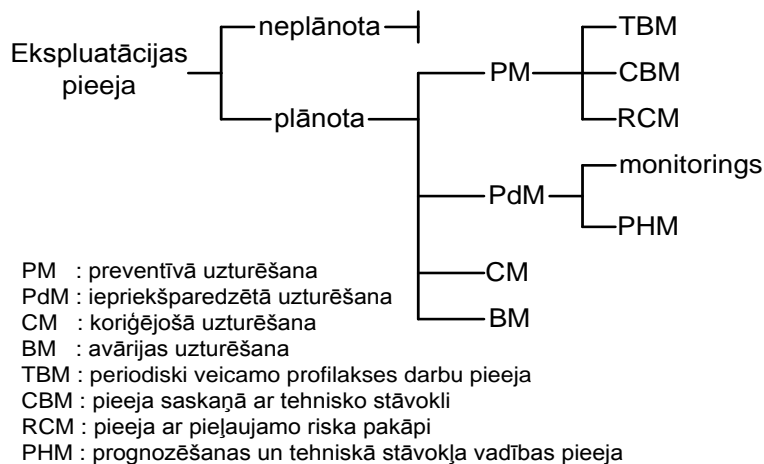
2. TRANSFORMATORU EKSPLUATĀCIJAS PIEEJAS

2.1. Vispārīgā informācija

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. Vēlēšanās izvairīties no neplānotas transformatoru atslēgšanās, defektu un bīstamu režīmu savlaicīgā atklāšana, pirms tie nav izraisījuši nopietnus bojājumus, prasa īstenot efektīvu apkopes sistēmu, ieskaitot periodisko apsekošanu un nepārtraukto kontroli – kopumā tas ir īstās piemērotākās ekspluatācijas pieejas pielietošana. Jāatzīmē, ka cerības radīt tādas iekārtas, kas neprasītu apsekošanu un kontroli visā kalpošanas laikā, neattaisnojas. Tāpēc strauji attīstās transformatoru diagnostikas sistēmas. 2.1. attēlā parādīti dažādi mūsdienās pielietotie elektroiekārtu, tostarp lieljaudas transformatoru ekspluatācijas pieeju veidi [13, 44].

Efektīvai transformatoru darba spējas uzturēšanas sistēmai jānodrošina:

- transformatoru drošuma pakāpes palielināšana, samazinot avāriju skaitu;
- gatavības koeficienta palielināšana, samazinot dīkstāves laiku sakarā ar avārijām, remontu un profilakses darbiem;
- savlaicīgs transformatoru remonts un priekšlikumu iesniegšana modernizācijas darbiem;
- transformatoru kalpošanas laika pagarināšana, atklājot vājās vietas un savlaicīgi remontējot tās.



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. Saprotams, ka veicot darbus pēc laika grafika, daudzos gadījumos tie tiek veikti biežāk nekā tas nepieciešams saskaņā ar reālo transformatora stāvokli.

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. *CBM* pieejas ietvaros plaši tiek pielietota **kompleksā diagnostika**, respektīvi, pasākumu komplekss, kas ietver sevī nepārtrauktu un periodisku diagnosticējamo parametru kontroli, kā arī detalizētu apsekošanu no tīkla atslēgtā stāvoklī.

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].

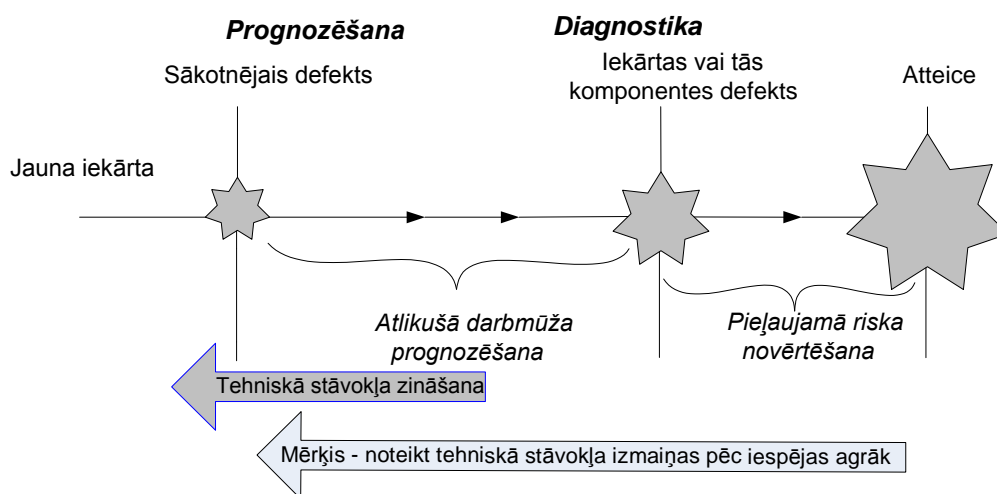
Iepriekšparedzētā uzturēšana (*Predictive Maintenance PdM*) ir ekspluatācijas pieeja, kas tiek īstenota saskaņā ar prognozi, kura iegūta pēc būtisku objekta parametru degradācijas analīzes un izvērtēšanas [73]. *PdM* pieeja mēģina novērtēt iekārtas faktisko tehnisko stāvokli, izmantojot nepārtrauktās (on-line) monitoringa sistēmas, kas kontrolē dažādus raksturīgos parametrus. Svarīgākais *PdM* pieejas mērķis ir nodrošināt objekta apkopi un remontus tādā brīdī, kad attiecīgā ekspluatācijas darbība ir visefektīvākā gan tehniskajā, gan ekonomiskajā ziņā. Tādēļ kā viena no iepriekšparedzētās uzturēšanas sastāvdaļām noteikti ir ekspluatācijas pieeja ar prognozēšanas moduli.

Jāatzīmē, ka strikti nodalīt preventīvo uzturēšanu *PM* no iepriekšparedzētās uzturēšanas *PdM* nevar, jo, piemēram, pieļaujamā riska analīze ir iekļauta abās pieejās.

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].

Lai ilustrētu prognozēšanas sniegtās iespējas, 2.2. attēlā dota tipiska elektroiekārtas defekta attīstības līkne. Tās sākumā attēlota jauna iekārta ar atbilstoši labu tehnisko stāvokli, kā arī parādīts sākotnējā defekta rašanās brīdis. Turpinot iekārtas ekspluatāciju sākotnējais defekts pāraug iekārtas vai kādas tās komponentes nopietnāka defekta, kas savukārt, neveicot darbības tā novēršanai, noved pie iekārtas atteices.



2.2. att. Defektu attīstības līknes piemērs

Tradicionāli diagnostiku veic gan posmā no sākotnējā defekta līdz pat atteices momentam, turklāt jaunākās diagnostikas tehnoloģijas paver iespēju defekta esamību konstatēt tā ļoti agrās attīstības stadijās. Taču nereti, lai iegūtu papildus datus par iespējamo problēmu, kā arī nodrošinātu iespējami ilgu iekārtas nepārtrauktu darbību, iekārtas ekspluatācija tiek turpināta, līdz sākotnējais defekts attīstās un tikai tad tas tiek novērsts. Šī 2.2. attēlā parādītā zona starp sākotnējo defektu un tā attīstīšanos nopietnākā bojājumā ir prognozēšanas joma. Ja iekārtas darbība tiek turpināta, zinot, ka tajā ir sākotnējais defekts, ir svarīgi pārlicināties, ka turpmākā ekspluatācija ir droša, kā arī aplēst atlikušā darbmūža parametru katrā konkrēta defekta attīstības gadījumā.

Jāatzīmē, ka šobrīd pasaulē tiek strādāts pie tādiem prognozēšanas moduļa darbu uzlabojošiem pasākumiem kā [12, 44]:

- sensoru un devēju pilnveidošanas drošai defekta atklāšanai tā iespējami agrā attīstības stadijā;
- dažāda tipa defektu attīstības īpatnību izpratnes atšķirīgām iekārtām;

- uzlabotu modeļu (gan fizikāli matemātisko, gan uz statistikas datiem balstīto) izstrādes iekārtu atlikušā darbmūža noteikšanai;
- diagnostikas un prognozēšanas rezultātu savstarpējas mijiedarbības izpētes u.c.

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.

Visprincipiālākais 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.

Piemēram, salīdzinot minētās *TBM*, *CBM* un *RCM* ekspluatācijas pieejas jāatzīmē sekojošais:

- *TBM* pieeju raksturo eksperimentāli iegūti laika periodi starp veicamajām revīzijām, periodiskā kontrole un palielinātas profilakses izmaksas. Šī pieeja nevar atklāt ātri progresējošus defektus;
- *CBM* balstās uz informāciju par reālo transformatora stāvokli. Tā spēj atklāt lielāko daļu defektu, novērst avārijas un samazināt profilakses izdevumus;
- *RCM* pieeju raksturo ekspluatācija ar pieļaujamo riska pakāpi, profilakse vajadzīgā drošuma nodrošināšanai, ekonomiski optimāla profilakse un transformatoru kalpošanas laika pagarināšana.

Detalizēti izvērtējot atsevišķi katru ekspluatācijas pieeju, LR PSO speciālistiem jāpieņem lēmums par piemērotākās pieejas piemērošanu energosistēmā, ņemot vērā pieejas īpatnības un prasības. Jebkurš lēmums par to, vai transformatoru izslēgt no darba aprites vai turpināt tā ekspluatāciju, vienmēr saistīts ar atlikušā resursa prognozēšanu. Kā jebkurā prognozē arī šajā gadījumā nav pilnas garantijas, jo transformatora darbību ietekmē daudzi faktori, kurus pilnībā ņemt vērā nav iespējams. Tomēr, ņemot vērā uzdevuma aktualitāti, tiek meklēta transformatora atlikušā resursa sakarība ar izmērītiem parametriem.

2.2. Mūsdienīgas transformatora parka ekspluatācijas problēmas

Transformatoru ekspluatācija pēdējos gados notiek uz attīstošos tendenču fona, kas savukārt iespaido ekspluatācijas īpašības un transformatoru drošumu. Pirmkārt tas attiecas uz ekspluatējamo transformatoru parka ievērojamu novecošanos, kas ir saistīta ar līdzekļa trūkumu tā nomaiņai. Tagad transformatoru skaits, kas atrodas ekspluatācijā ar pārsniedzošu resursa normatīvo vērtību, vidēji sasniedz 80% [64]. Un, neskatoties uz pastāvīgu līdzekļu palielinājumu, transformatora nomaiņai, šis cipars turpina pieaugt. Problēmas atrisinājumam ir nepieciešamas vai nu lielas investīcijas, kas ļautu lauzt šo tendenci, vai nu tādu pasākumu ieviešanu, kas nodrošinātu novecojošas iekārtas bezavārijas darbu. Ekonomiskas situācijas analīze parāda, ka enerģētikas nodrošināšana ar nepieciešamām investīcijām tuvākajos gados ir neiespējama, tāpēc paliek vienīgi otrais variants.

Cita tendence, kura pēdējos gados sāka pietiekami spēcīgi iespaidot ekspluatāciju un daļēji saistīta ar pirmo, ir attieksmes maiņa pret ekspluatācijas normatīvu bāzi. Iepriekšējos gados personāla galvenais uzdevums bija savlaicīga normatīvu mērījumu veikšana, un ja mērījumu rezultātā, kaut vai viens no kontroles parametriem pārsniedza normatīvu robežas, tika pārtraukta iekārtas ekspluatācija un tika veikts tās remonts vai izbrāķēšana. Pašlaik pie tādās pieejas vairāk kā 20% transformatoru tiktu izvesti no ekspluatācijas. Tas nav iespējams sakarā ar līdzekļu ieguldīšanas racionalitāti. Turklāt, transformatora kontroles parametru normatīvās vērtības tiek pieņemtas vidējo vērtību aprēķina ceļā visā valstī kopumā bez konkrēto ekspluatācijas režīmu, klimatisku nosacījumu un citu faktoru uzskaites. Tādēļ normatīvo vērtību pārsniegums tiek skatīts nevis kā iemesls transformatora ekspluatācijas pārtraukšanai, bet gan kā signāls nepieciešamai rūpīgai stāvokļa noteikšanai, defekta ainas atklāšanai, kas attīstās tajā, un uz tā bāzes lēmuma pieņemšanai par tālāku ekspluatāciju.

Par trešo tendenci, kura ievērojami sāka izpausties pēdējos gados un ir cieši saistīta ar pirmajām divām, kļūva pāreja no iekārtas apkalpošanas pēc ekspluatācijas termiņiem uz apkalpošanas pēc to reālā stāvokļa. Iekārtas ekspluatācijas atšķirīgi nosacījumi pēc slodzes, klimatiskiem un citiem faktoriem noved pie tā, ka plānota iejaukšanās transformatora darbā bieži izrādās ne tikai nevajadzīga, bet arī kaitīga.

Šo un citu problēmu risināšanai nepieciešams savlaicīgi un pareizi novērtēt transformatora stāvokli ekspluatācijas laikā. Tādēļ pēdējos gados uzdevumi kļūva tik aktuāli. Bezavārijas ekspluatācija lielā mērā ir atkarīga no veiksmīgas un savlaicīgas diagnostikas uzdevumu atrisināšanas. Viss transformatoru stāvokļa noteikšanas process sastāv no trīs pamatposmiem:

- fizikālķīmisko lielumu (kontroles parametru) izvēle, kas raksturo transformatorā esošos procesus un ļauj kontrolēt tos;
- kontroles parametru mērījums;
- transformatora stāvokļa noteikšana uz saņemto datu analīzes pamata.

Aplūkosim sīkāk katru no šiem posmiem.

Kontroles parametru izvēlei būtu jābalstās uz fizikāli ķīmisko procesu analīzes pamata, kas attīstās transformatorā un noved pie tā bojājuma. Ar eļļu uzpildīto transformatoru avārijas analīze un fizikāli ķīmisko procesu detalizētā aplūkošana, kas attīstās tajā, ļauj noteikt nākamo kontroles parametru kopumu, kuri praktiski pilnībā nosaka transformatora stāvokli:

- fizikālķīmiskie eļļas raksturojumi, ieskaitot elektrisko izturību, mehānisko piemaisījumu saturu, ūdenī šķīstošo skābju saturu, skābju daudzumu, uzliesmošanas temperatūru slēgtā tīģelī, dielektriskus zudumus, mitruma saturu un rindu citu vērtību;
- gāzveida un šķidru produktu koncentrācija, kas tiek izšķīdināti eļļā;
- celulozes, ieskaitot vidēju polimerizācijas pakāpi, mitruma saturu, mehānisku izturību un citu, raksturojums;
- dielektriski izolācijas raksturojumi kopumā, ieskaitot dielektriskus zudumus, kompleksveida vadītspēju, tilpumu, pretestību, absorbciju raksturojumus;
- daļēju izlāžu raksturojumi, ieskaitot šķietamā lādiņa amplitūdu, intensitāti (atkārtošanas biežumu), daļēju izlāžu sākuma spriegumu, vidējo strāvu, jaudu, daļējas izlādes enerģiju, amplitūdu fāzes izkārtojumu, ilgumu un citu raksturojumu;
- eļļas spiediens (hermētiskos transformatoros);
- transformatora siltuma raksturojumi, ieskaitot vidējo temperatūru, īpaši sastingšanas punkta temperatūru, temperatūras sadalījumu pa tinumu, lokālo pārkarsēšanas tinumu temperatūras;
- tinumu mehāniskās īpašības, ieskaitot presēšanas spēku, Zk īsslēguma pretestība, taisnleņķa impulsa deformācija, kas iet caur tinumu, tinuma frekvences īpašības;
- aktīvās tinumu pretestības līdzstrāvai (omiskās pretestības);
- tukšgaitas zudumi.

Augstāk uzskaitītie parametri tiek izmērīti tā saucamās kompleksveida iekārtas izpētes laikā, bet saņemto vērtību analīze un to izmaiņu dinamikas ļaus noteikt iekārtas stāvokli ar precizitāti līdz 99%. Tomēr mērījumu metodes ir pietiekami darbietilpīgas un dārgas. Tādēļ pēdējā laikā parādījās mēģinājumi optimizēt kontroles parametru salikumu, pārejot pie

divpakāpju diagnostikas metodes. Optimizētā algoritma pirmajā posmā (skat. 1.5.att.) tiek noteikts minimāli nepieciešamo parametru salikums, kas ļauj noteikt transformatorā attīstošā defekta rašanās faktu, un ja šāds fakts tiek noteikts, pāriet pie otra posma, kurā tiek noteikts defekta veids un attīstības pakāpe. Šāda pieeja izrādās ekonomiski lietderīga un pie tam, pielieto minimāli nepieciešamo mērījumu apjomu.

Viena no galvenajām prasībām, attiecībā uz mērījuma metodēm ir mērījuma precizitāte. Jāatzīmē, ka mērījuma precizitātes palielinājums ir visai dārgs uzdevums. Tā, piemēram, dielektrisku zudumu tangensa leņķa mērījuma precizitātes palielinājums 10 reizēs noved pie mēraparatūras izmaksu proporcionāla (arī 10 reizēs) palielinājuma. Prasības attiecībā uz mērījumu metožu precizitāti tika veidotas saskaņā ar kontroles parametru normatīvām vērtībām, un šajā gadījumā mērījumu precizitātei jābūt augstākai par galējām pieļaujamām vērtībām.

Otrā prasība ir kontroles parametru vērtību iegūšanas prasība noderīgā veidā tālākai analīzei. Paskaidrosim to uz mehānisku piemaisījumu koncentrācijas eļļā mērījumu piemēra. Līdz šim ar apjomu un elektroiekārtas izmēģinājumu normām bija reglamentējams mehānisku piemaisījumu mērījums eļļā ar svaru metodi. Šī raksturojuma piemērošana diagnostikas uzdevumiem bieži ir bezjēdzīga, tā kā viens un tas pats piemaisījumu svars var tikt iegūts gan ar lielu daudzumu sīku (mazāk par 5 μ m) un praktiski drošu daļiņu, gan ar mazu daudzumu lielu, visai bīstamu daļiņu.

Vēl mazākā pakāpē šo prasību apmierina daļēju izlāžu raksturojumu mērījuma metodes. Mēģinājumi, izmantot kā noteicošo parametru šķietamā lādiņa maksimālo lielumu, nesniedz skaidru atbildi par defekta esamības un attīstības pakāpi. Dažādiem defektu veidiem šķietamā lādiņa viena un tā pati amplitūda var būt atkarīga no gan drošām, gan bīstamām izlādēm. Tādēļ pēdējos gados tiek veikti daļēju izlāžu raksturojumu meklējumi, kas ir tieši saistīti ar bīstamu defektu rašanās un attīstības procesiem.

Trešā prasība ir šo metožu pielietojuma iespēja ekspluatācijas procesā zem darba sprieguma. Šī prasība ir atkarīga no vairākiem apsvērumiem. Vairākos mērījuma gadījumos zem darba sprieguma, dod uzticamāku mērījumu informāciju par izolācijas izmaiņas raksturojumu (piemēram, papīra-eļļu izolācijas dielektriski zudumi) atkarībā no pieliktā sprieguma mērījuma vērtības. Citos gadījumos šī prasība ir atkarīga no biežāku mērījumu nepieciešamības, kad nav iespējama transformatora izvešana no ekspluatācijas. Šeit ietilpst arī transformatoru stāvokļa nepārtrauktas kontroles metodes. Nepārtrauktas kontroles metodes ir nepieciešamas ātri attīstošos un pēkšņu transformatoru bojājumu atklāšanai, kuru kopskaits

sasniedz 60% no visiem defektiem, kuri rodas un attīstās transformatorā. Vienlaikus tie ļauj atklāt arī lēnām attīstošos defektus. Pēdējos gados tiek novēroti nepārtraukta transformatora monitoringa, diezgan augsti, sistēmu radīšanas tempi. Tomēr tajos dominē papildus parametru mērījumi, kas nav tieši saistīti ar attīstošajiem defektiem, kas būtiski ierobežo to iespējas.

Transformatora stāvokļa noteikšana pamatojoties uz saņemto analīžu datiem ir īpaši sarežģīts uzdevums, kas prasa dziļas procesu zināšanas, kas notiek transformatoros, diagnožu noteikšanas pieredzi, bieži intuitīvu izjūtu mērītāju informācijas analīzes laikā. Šis etaps ir īpaši grūts diagnostikas uzdevumu risināšanā. Pat salīdzinoši vienkāršos gadījumos ekspluatācijas speciālistu zināšanas izrādās nepietiekamas aparāta stāvokļa noteikšanai. Šajos gadījumos palīgā nāk pēdējos gados strauji attīstošās iekārtas stāvokļa novērtēšanas ekspertu sistēmas. Ekspertu sistēmu pamatā var tikt iekļauti trīs principi:

- analogiju princips;
- ekspertu zināšanu formalizācijas princips;
- fiziskas modelēšanas princips.

Analogiju princips balstās uz kontroles parametru līdzību analogisko defektu attīstībā. Ekspertu zināšanu formalizēšanas princips izmanto speciālistu diagnožu noteikšanas algoritmus. Fiziskas modelēšanas princips balstās uz automatizētās modeļu procesu dibināšanas, kas notiek transformatoros, un uz šīs bāzes aprēķina kontroles parametru. Visattīstītākajās sistēmās vienlaikus tiek izmantoti visi trīs principi. Bet fiziska modelēšana tagad netiek izmantota. Ekspertu sistēmu ekspluatācijas pieredze rāda, ka vislabākos rezultātus nodrošina ekspertu zināšanu formalizācijas principa izmantošana [62, 79].

Kā jau iepriekš tika minēts, sekmīga diagnostikas uzdevumu atrisināšana lielā mērā nosaka transformatora aprīkojuma bezavārijas darbu, resursa palielinājumu līdz pat fiziska resursa pilnai izstrādei, kas ir iekļauts aparātā. Tomēr diagnostika ir tikai pirmais etaps. Otrs sekmīgas ekspluatācijas priekšnoteikums ir atklāto defektu novēršanas tehnoloģija. Svarīgākas un grūtākas tehnoloģiskas operācijas transformatora remonta laikā uzstādīšanas vietā ir tādas operācijas kā reģenerācija un eļļas sagatavošana ieliešanai transformatorā, kā arī cietas izolācijas apstrādes process, kas iekļauj tās skalošanu un žāvēšanu. Jāatzīmē, ka jebkura skalošanas un žāvēšanas tehnoloģija ir saistīta ar termisku iedarbību uz izolāciju, un tātad, var novest pie celulozes polimerizācijas pakāpes pazemināšanas, t.i. pie tās resursa pazemināšanas. Tas ir īpaši bīstami vecām iekārtām, kuras jau lielā mērā ir nolietojušās. Pēdējos gados aktīvi tiek meklēti tehnoloģiskie režīmi, kuriem nav trūkumi. Viens no tiem, var būt, cietās izolācijas žāvēšana ar zemām frekvencēm.

2.3. Periodiski veicamā ekspluatācijas pieeja TBM

Šai ekspluatācijas pieejai ir gan savi trūkumi, gan priekšrocības. Pie trūkumiem ir pieskaitāms tāds fakts, ka tā neparedz ārpuskārtas darbības, kas saistītas ar transformatoru remontu, diagnostiku un tehnisko apkalpošanu. Remontdarbi tiek veikti avārijas situācijās un īpašos izņēmuma gadījumos. TBM veida ekspluatācijas pieeja nav pierādījusi sevi īpaši labi pielietojumā novecojušiem transformatoriem ar dažādām sākumdefektu svarīguma pakāpēm.

Šīs ekspluatācijas pieejas priekšrocība mūsdienās ir TBM ekspluatācijas piemērošana jauniem transformatoriem. Jauniem transformatoriem lielākoties nav ražotājrūpnīcas sākumdefektu un tāpēc jautājums par ātri progresējošo defektu noteikšanu netiek aktualizēts. Ekspluatācijā uzstādītajiem un pieslēgtiem slodzei jaunajiem transformatoriem, ir kritiskais laiks, kas ilgst dažus gadus kopš pieslēgšanas tīklam [1, 19, 44].

Šīs ekspluatācijas pieejas izpildei nepieciešami normatīvi dokumenti, kas nosaka periodiski veicamos darbus un termiņus. Šī ekspluatācijas pieeja tika un tiek pielietota vēl joprojām vairākās valstīs, piemēram, Lietuvā, Krievijā, Itālijā [74]. Daļēji šī ekspluatācijas pieeja ir arī pielietojama LR PSO. Protams, rodas jautājums: kāpēc daļēji? Atbilde ir saistīta ar citas ekspluatācijas pieejas priekšrocību izvērtēšanu, pielietošanu un tās mijiedarbību ar TBM ekspluatācijas pieeju. 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. Tiek veikts mērījumu komplekss ar turpmāku datu apstādi un analīzi. Pēc nepieciešamības, var tikt izskatīts jautājums par koriģējošās uzturēšanas pieejas pielietošanu. Kad koriģējošās darbības ir paveiktas, transformatoru turpmākā ekspluatācija norit atkal atbilstoši periodiski veicamajai ekspluatācijas pieejai, kas nenodrošina transformatora defekta savlaicīgu noteikšanu.

Izmantojot tikai uz laika pamatoto ekspluatācijas pieeju, 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).

2.4. Transformatora reālā tehniskā stāvokļa noteikšanas ekspluatācijas pieeja (CBM)

Transformatora reālā tehniskā stāvokļa noteikšanas ekspluatācijas pieeju (turpmāk tekstā CBM), kopš tā ieslēgšanās ekspluatācijā, pielieto diagnostikā, lai kontrolētu un diagnosticētu transformatoru spēju darboties tālāk. Kā norāda tās nosaukums, tehniskā apkalpošana, ņemot vērā transformatoru stāvokli, tiek izraisīta drīzāk ar faktisko transformatoru stāvokli, nekā ar iepriekš noteikta laika intervāla izbeigšanu. Datu analīze dod priekšstatu par stāvokļa nemainīgumu vai intermitējošu raksturu. Vairāku kārtas mērījumu rezultātu diagnostika ļauj izkristalizēt reālo esošo situāciju un noteikt izmaiņas tendences esamību. Šīs pieejas galvenais priekšlikums, salīdzinājumā ar TBM, ir tas, ka nākamo transformatora diagnostikas izvešanas termiņu var noteikt tehniskais speciālists, pamatojoties uz iegūtiem tehniskajiem datiem. Ir jāatzīmē, ka dotajai pieejai, tehniskajā dokumentācijā, ieteicamie pārbaudes termiņi nav strikti atrunāti.

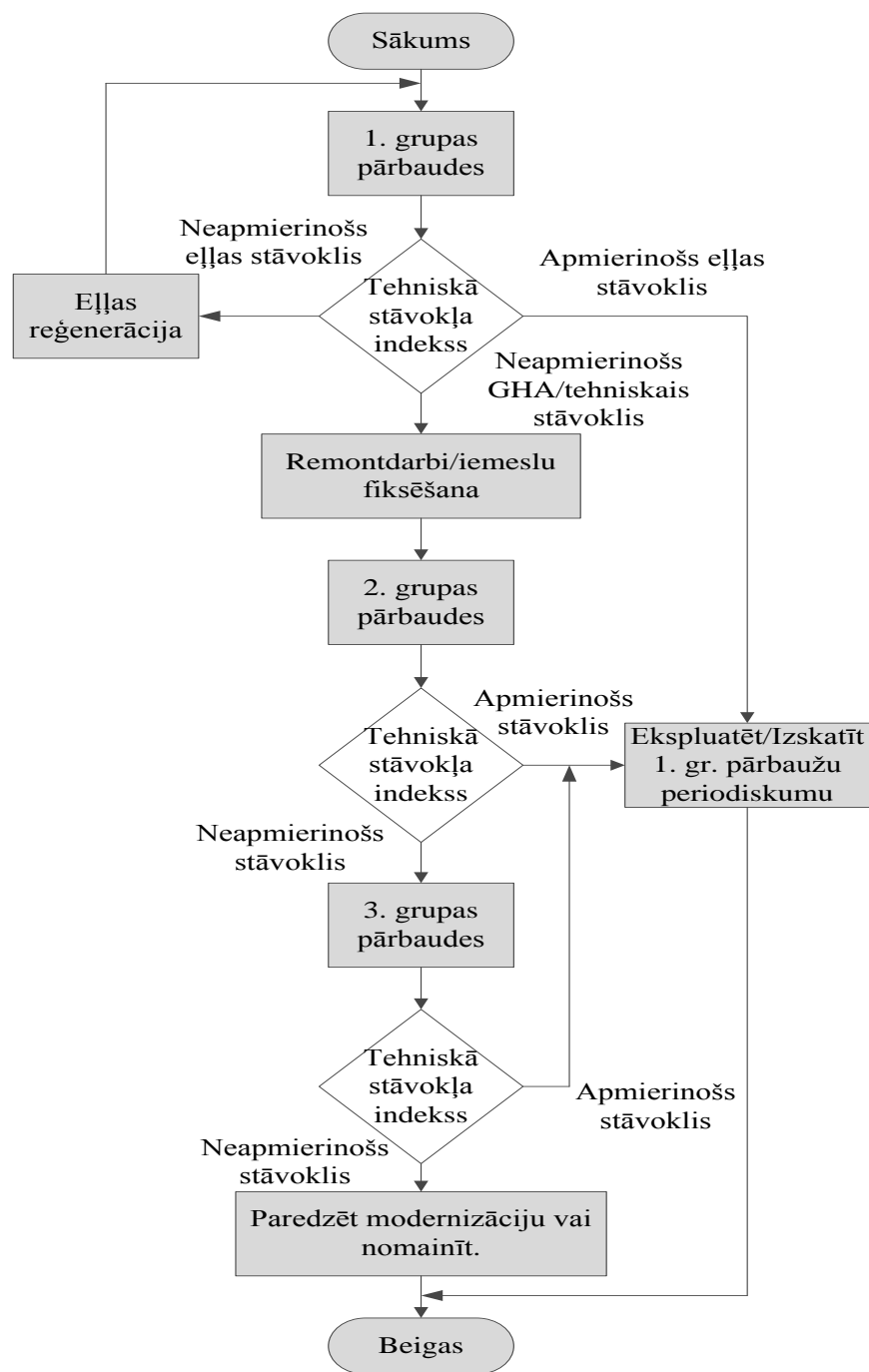
CBM izveide kā tehniskās apkalpošanas pieeja energosistēmai nekavējoties ietekmē energosistēmas darbību un apkalpošanu. Tā kā CBM ir atkarīga no energosistēmas atteicēm un no tā, kā dažādi darba režīmi ietekmē uz šīm atteicēm, CBM var ietekmēt energosistēmas darbības grafiku.

Tehniķi, kas veic apkalpošanu, precīzi prognozē atlikušo ekspluatācijas laiku un ar tehnisko apkalpošanu saistītas darbības un pārveido tehniskās apkalpošanas veikšanu resursu un materiālu perspektīvajā optimizācijā. Nevis labot trūkumus pēc to atklāšanas un steigties izpildīt labojumus ar jebkādiem esošiem līdzekļiem, CBM ļauj optimālajā laikā ielānot tehniskās apkalpošanas uzdevumus, kas atbilst ekspluatācijas prasībām, ar tehniskās apkalpošanas personālu, daļu, un instrumentu pieejamību. "Tehniskās apkalpošanas kontrole" kļūst arvien mazāk reaģējošs process, bet vairāk resursu optimizējošais, ieskaitot laika un naudas resursus. Šī tendence ir svarīgs moments, kas ir jāapsver, jo esošām tehniskās apkalpošanas informācijas sistēmām ir ierobežotas optimizācijas iespējas.

CBM pārveido sistēmas inženiertehnisko atbalstu, sniedzot projektēšanas un atbalsta inženieriem daudz precīzākos datus par sistēmas kļūmēm. Precīzu datu saņemšana un sistēmiskā informācijas apmaiņa kļūst iespējama, pateicoties CBM datu pārvaldībai. Šī uzlabotā un reālajam laikam tuvinātā sistēmas inženieru analīze var saīsināt laika posmu tehniskās apkalpošanas procesa novērtēšanai, materiālu aizstāšanai, vai sistēmas atkārtotai projektēšanai. Ja ātras jaudas izmaiņas paātrina bojājumu uzkrāšanos, laidena paātrinājuma noteikšana un minimālas jaudas izmaiņas sistēmas izmantošanas laikā var palīdzēt pagarināt

ekspluatācijas laiku, un pēc datiem, kuri tiek apkopoti ar diagnostikas/prognozēšanas sistēmas palīdzību, var pārbaudīt pareizu darbību.

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. 2.3. attēlu [48, 50, 53]. Šis algoritms un ekspluatācijas pieeja tieši saistīta ar 1. nodaļā izklāstīto un atspoguļoto 1.5. attēlā.



2.3. att. CBM piemērošana ekspluatācijā esošajiem transformatoriem

Pastāv daudz diagnostikas metodes, kuras realizē dažās valstīs ar mērķi iegūt informāciju par tehniskā stāvokļa tendenci un tās nepārtraukti tiek pakļautas jaunievedumiem un jaunām idejām, tas pats ir realizēts Latvijā.

2.1. tabula

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
	Īsslēguma pretestība	Atslēgts
3. grupas pārbaudes	Serdes zemējuma pārbaude	Rūpnīcā
	Aktīvās daļas omiskās pretestības	Rūpnīcā
	Papīra polimerizācija	Rūpnīcā

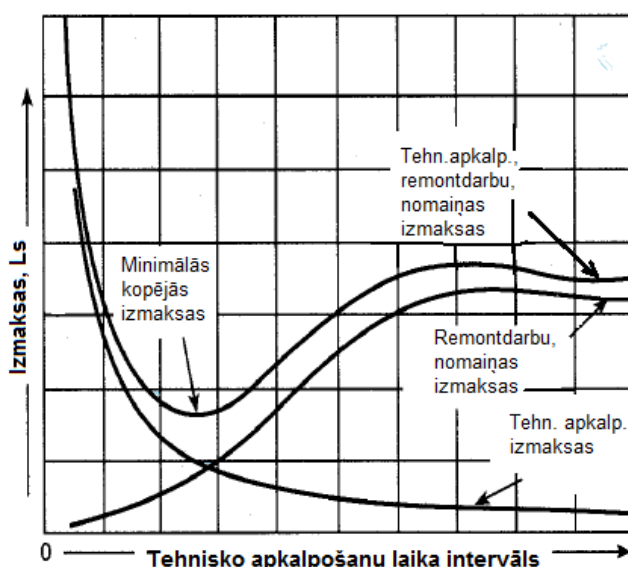
Tabula 2.1. dot iespēju saprast kurā brīdī, pēc CBM algoritma, ir nepieciešams veikt konkrētu mērījumu apjomu. Pieturēšanās pie algoritma ir nepieciešama, lai nodrošinātu kvalitatīvu darbu izpildi, saistīto ar remontdarbiem vai apkopes darbiem, un lai varētu precīzāk noteikt reālo esošo transformatora tehnisko stāvokli un paredzēt vai noteikt atlikušo kalpošanas laiku. Galvenais reālā stāvokļa noteikšanas ekspluatācijas pieejas priekšlikums ir

iegūto mērījumu rezultātu/tehnisko datu pielietojanas pieeja. Pateicoties šiem rezultātiem un to analīzei, mēs paredzam tehniskās darbības nākotnē un nosakām to svarīgumu. Šādai ekspluatācijas pieejai ir arī tāds priekšlikums, ka līdz nākamai diagnostikai nav nepieciešami starpmērījumi un nopietni apkopes darbi. Transformatora atslēgšana un režīma maiņa tiks plānota savlaicīgi.

Pati pa sev CBM ekspluatācijas pieeja ir precīza, bet pielietojot to ar sekojošiem blakusfaktoriem: ekonomiskā efektivitāte, tehniskais nodrošinājums, transformatora novecošanās process, jaunās monitoringa sistēmas, tehniskais apkalpošanas personāls, tas dod ideāli precīzus rezultātus un priekšlikumus turpmākām rīcībām [3].

2.4.1. Ekonomiskā efektivitāte

Transformatoru ikgadēja ekspluatācija, neskatoties uz ekonomisko krīzi, vēl joprojām ir dārga. Nav samazinājušas tehniskās apkalpošanas izmaksas, kuras sastāvā ietilpst transformatora uzturēšanas darbi: rezerves daļas, kas ražotas ārvalstīs, diagnostika ar nepieciešamo mēraparatūru, periodiski ekspluatācijā nomaināmie transformatoru mezgli u.t.t. Tas viss arī kalpo par iemeslu, lai izmantotu optimizētu un apvienotu ekspluatācijas pieeju, kopēju ekspluatācijas izmaksu samazināšanai pie nosacījuma, ka tas neietekmēs negatīvi uz paša transformatora tehnisko stāvokli un tādā veidā kalpošanas laiku kopumā. Priekšstatam par kopējām transformatora ekspluatācijas izmaksām ir piedāvāts 2.4. attēls [7].



2.4.att. Transformatoru ekspluatācijas ietekme uz izmaksām

No 2.4. 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.

2.4.2. Tehniskais nodrošinājums

Tehniskais nodrošinājums ļauj samazināt ekspluatācijas izdevumus galvenokārt divos virzienos. Pirmā no tām ir – diagnostikas aparatūras pilnveidošana ar ātrdarbīgu mērīšanas procesu, kur dati tiek glabāti digitālā formātā. Otrā nozare ir - nodrošinājums ar pārnēsājamo datu apstrādes un analizēšanas tehniku.

2.4.3. Transformatora novecošanās process

Transformatoram novecojoties, tas pakļauts iekšējiem pēkšņiem bojājumiem un kā rezultātā tas noved pie darbības atteicēm. Svarīgi atzīmēt, ka tie transformatori, kas tiek pareizi ekspluatēti un uzturēti to kalpošanas laikā, mazāk pakļauti pēkšņu iekšējo bojājumu rāšanas iespējai.

Transformatoru ar pilno normēto kalpošanas laiku, kas tuvu 25 gadiem vai pārsniedz to, paliek arvien grūtāk ekspluatēt divu iemeslu dēļ. Pirmais ir novecojušies nomaiņas materiāli un detaļas, kurus ļoti grūti iegādāties no transformatora ražotājrūpnīcas, jaunu transformatoru modifikāciju dēļ.

Otrais, neapšaubāmi arī tas, ka transformators ir nokalpojis savus ekspluatācijas resursus un tā normālā darbība vairs nav iespējama, jo novecošanās process notiek neatgriezeniski, izņēmums - transformatori, kam laicīgi veikti modernizācijas darbi. Protams, nevar nepiebildst, ka dažāda veida pārbaudes var ienest savu ietekmi transformatora tehnisko stāvokli, tādā veidā samazinot ekspluatācijas laiku, bet to ietekme ir minimālā. Viena no tādām pārbaudēm var būt transformatora automātiskās rezerves ieslēgšanās, jo tā prasa transformatora reālo ieslēgšanu.

2.4.4. Monitoringa sistēmas

Mūsu laikos monitoringa un tālvadības sistēmas ir ļoti augstā līmenī gan pēc izpildījuma kvalitātes, gan pēc tehniskām iespējām. Apakšstaciju primārā iekārta un mūsdienīga datorizēta releju aizsardzība pozitīvi ietekmē transformatora ātru atslēgšanos un ārējā bojājuma iemesla noteikšanu.

Ekspluatācijas sprieguma un strāvas mērījumi ir vissvarīgākie raksturlielumi transformatora momentānās slodzes noteikšanai. Informācija par pārspriegumiem, kuriem transformators ir pakļauts apvienots ar informāciju par gāzu saturu (Hydran sensors), kas izdalās eļļā, ļauj noteikt aktīvās daļas izolācijas iespējamo bojājumu.

2.4.5. Tehniskais apkalpošanas personāls

Tehniskā personāla sastāvam ir tendence mainīties dažādu iemeslu dēļ. Jaunam personālam, ekspluatējot sen uzstādītos transformatorus, var rasties problēmas ar pieredzes un tehnisko zināšanu trūkumu. Ir nepieciešams laiks, lai viņus apmācītu un izskaidrotu rīcības avārijas gadījumos, kad nepieciešams operatīvi risināt jautājumu par transformatora turpmāko ekspluatāciju. Uz reālā stāvokļa bāzētā ekspluatācijas pieeja palīdz atrisināt šāda veida problēmas ar iepriekš izstrādātās ekspluatācijas programmas pielietošanu.

2.5. Apvienotās ekspluatācijas pieejas (TBM+CBM) izstrādes pamatojums

Ņemot 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 pielietojumu 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].

2.2. tabula

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

3.1. Transformatora ekspluatācijas laiks

Transformatora ekspluatācijas vai, citiem vārdiem, kalpošanas laiku lielākoties nosaka tā cietās izolācijas stāvoklis. Ekspluatācijas pilnais normētais laiks, pēc IEC standarta[55, 56] ražotiem transformatoriem pārsvarā ir līdzīgs un tas ir 25 – 40 gadu robežās, bet ir jāatceras, ka transformatori tiek pakļauti modernizācijas darbiem ar nolūku pagarināt kalpošanas laiku.

Transformatoru ekspluatācijas laikā notiek nepārtraukta tinuma presējuma atslābšana, izolācijas nolietojšanās, 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) nolietojšanās procesa blakus parādības ir ūdens izdalīšanās. Mitruma daudzuma palielināšanās izolācijā palielina spiediena slodzi uz tinumiem. Darba temperatūras paaugstināšanās izraisa paātrinātu nolietojanos un aktivizē tinuma presējuma atslābināšanu. Parasti veciem transformatoriem ir nozīmīgi samazinājusies presējuma slodze vai arī to presējums ir pavisam vaļīgs. Tomēr, palielinoties mitruma satura daudzumam rezervē izvestam transformatoram, presējuma slodze pieaug, kas noved pie nepareiziem secinājumiem par presējuma stāvokli ekspluatācijas režīmā. Jāņem vērā transformatora izolējošo detaļu celulozes šķiedru, fizikālā daba, kurai ir tendence mainīt izmēru. Transformatora ekspluatācijas mūža laikā celulozes izolācija tiek pakļauta siltuma ciklu iedarbībām, kas izraisa izolācijas materiāla nolietojanos [46]. Turklāt celulozes polimēra struktūra degradējas un mehāniskā izturība mazinās. Nolietojšanās faktors var izrādīt daudz lielāku ietekmi uz materiāla izmēriem, ja materiāls pakļauts spiediena slodzei.

Augstāk minētie faktori gala rezultātā var būtiski ietekmēt transformatora kalpošanas laika samazināšanos. Faktiskā transformatora ilgmūžība, lielā mērā, ir atkarīga no ārkārtas notikumiem, tādiem kā pārspriegumi un īsslēgumi sistēmā, kā arī avārijas pārslodzes.

Darbspēju saglabāšanai pēc tādiem atgadījumiem, kas var notikt atsevišķi vai kopā, izšķiroši ir šādi faktori:

- a) atgadījuma svarīgums (amplitūda un ilgums);
- b) transformatora konstrukcija;
- c) dažādu transformatora daļu temperatūras;

- d) mitruma koncentrācija izolācijā un eļļā;
- e) skābekļa un citu gāzu koncentrācija izolācijā un eļļā;
- f) piemaisījumu daļiņu daudzums, izmērs un tips.

Gaidāmā normālā ilgmūžība ir ērta nepārtrauktas darbības ilguma noteikšanai pie normālas apkārtējās vides temperatūras un nomināliem ekspluatācijas apstākļiem. Tāda transformatora noslodze, kas pārsniedz tehnisko datu plāksnītē norādīto slodzi, un/vai apkārtējās vides temperatūra, kas ir augstāka par nominālo, izraisa zināmu riska pakāpi un paātrinātu novecošanu.

Transformatora slodzes, kas ir lielākas par norādīto uz tehnisko datu plāksnītes, ietekmes sekas ir šādas:

- a) tinumu, spaiļu, vadu, izolācijas un eļļas temperatūra palielinās un var sasniegt nevēlamu lielumu;
- b) noplūdes plūsmas blīvums ārpus serdeņa palielinās, izraisot papildu virpuļstrāvas, kas sakarsē ar šo plūsmu saistītās metāliskās daļas;
- c) mainoties temperatūrai, mainās mitruma un gāzu saturs izolācijā un eļļā;
- d) caurvadizolatori, pakāpjslēdzī, kabeļu galu savienojumi un strāvmainīši arī tiek pakļauti augstākām slodzēm, kuras atrodas ārpus to projektētām un lietošanas robežām.

Tā sekas ir priekšlaicīgu bojājumu risks, kas saistīts ar palielinātām strāvām un temperatūrām. Šim riskam var būt tūlītējs īstermiņa raksturs, vai arī tas var rasties no uzkrājošas transformatora nolietojumā daudzos gados, detalizētāk par riskiem ir aprakstīts promocijas darba 4. nodaļā.

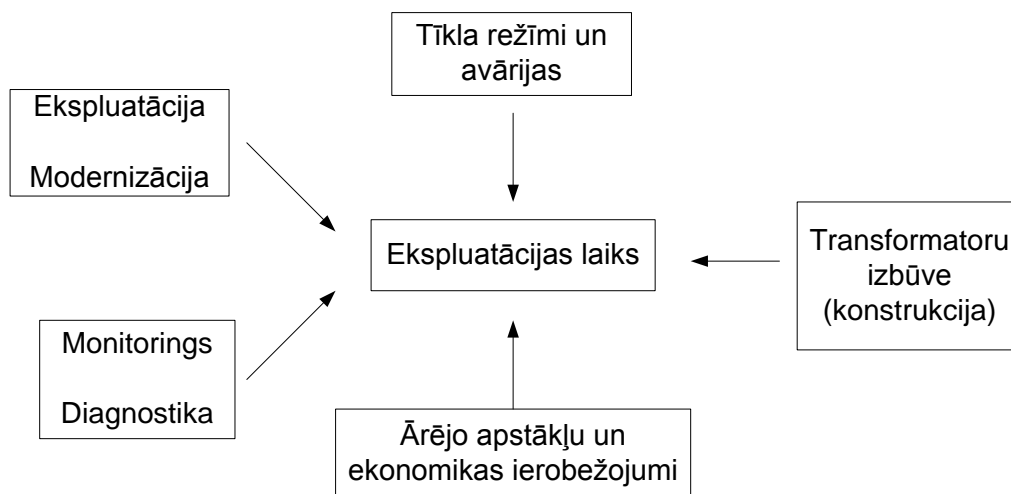
3.1.1. Transformatora ekspluatācijas laika aspekti

Eksistē trīs darbības un finanšu pamatizaicinājumi, ko uzsver pasaules transformatoru speciālisti: ekspluatēt transformatorus līdz pēdējam brīdim, pagarināt transformatoru kalpošanas laiku, samazināt ekspluatācijas izdevumus uz tās pašvērtības pamata. Šie izaicinājumi agri vai vēlu noved pie smagākām darbības sekām, transformatora parka vecuma pieauguma un pasākumu palielināšanās, saistībā ar transformatoru uzturēšanu darba kārtībā ar mērķi samazināt atteižu risku.

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 faktorus vienkāršoti var attēlot šādi, skat. 3.1. attēlu [51].



3.1. att. Transformatoru ekspluatācijas laika sastāvdaļas

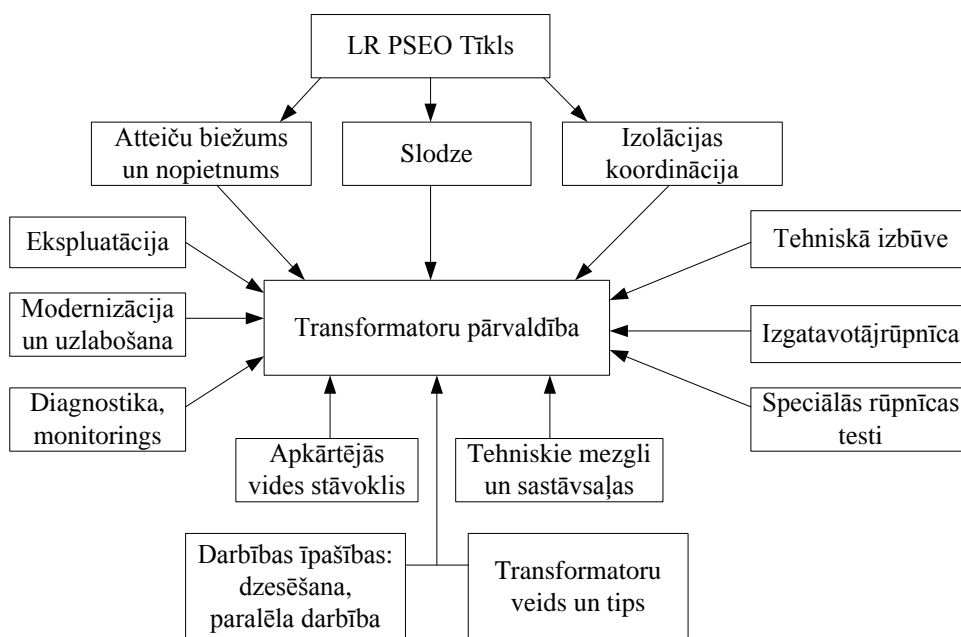
Rezultātu un tehnisko datu klasifikācija ir nepieciešama, lai realizētu transformatoru ekspluatācijas laika noteikšanas metodi. Rezultātu un tehnisko datu apjoms ir orientēts:

- Ekspluatācijas laika noteikšanu un tā pagarināšanu;
- Atteiču iemeslu un veidu noteikšanu;
- Datu avotiem, resursiem;
- Transformatora parka vecuma noteikšanu un uzturēšanu;
- Diagnostikas periodu;
- Papildus tehniski-ekonomisku informāciju.

Šādu pieeju var pielietot kā ekspluatācijā esošiem transformatoriem, tā arī no jaunā ievestajiem. Nepieciešams piebilst, ka plašāk izklāstītā informācija par paveikto tehnisko apkopi un izvestajiem diagnostikas rezultātiem, kā arī precīzi iesniegti papildus dati ir palīgriki, lai gala rezultāti būtu ar augstu ticamības līmeni.

3.1.2. Transformatora darba resursu pārvaldība

Lai transformatoru ekspluatācijas laika perioda (darba resursu) pārvaldība būtu sistemātiska un efektīva, tad tehniskie, darbības un ekspluatācijas (tehniskās apkalpošanas) dati jāglabā un jānodrošina to sistemātiska uzturēšana visā transformatora ekspluatācijas laikā. Dati tiek uzglabāti atsevišķi katram transformatoram ar attiecīgām piezīmēm un rekomendācijām par transformatora esošo tehnisko stāvokli. Shematiski tas tiek attēlots 3.2. attēlā.



3.2. att. Transformatoru ekspluatācijas laika perioda pārvaldība

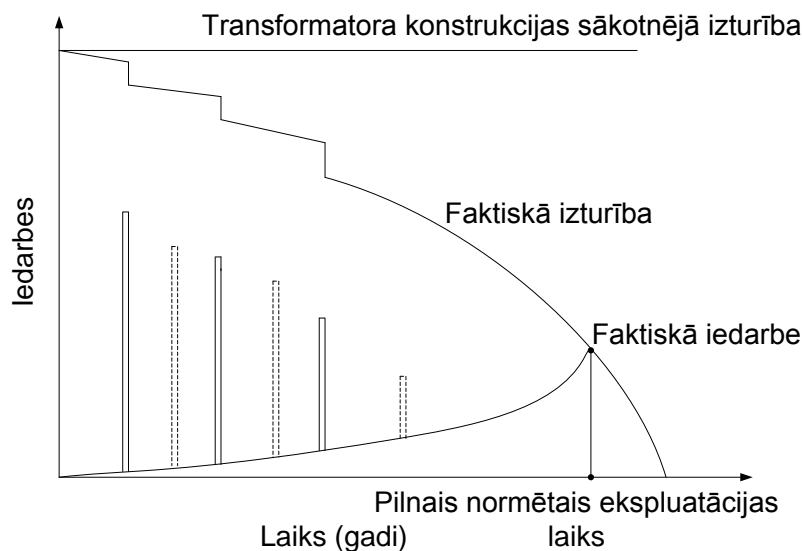
Visiem iegūtiem tehniskiem datiem un diagnostikas rezultātiem ir jābūt speciāli sastrukturizētiem tā, lai tos varētu paņemt un apstrādāt nekavējoši un jebkurā brīdī, kad notikusi avārija, atteice, atklāts transformatora iekšējais defekts. Tehnisko datu un diagnostikas rezultātu uzglabāšanai izveidota, speciāli tam nolūkam paredzēta, elektroniska datu bāze. Personālam, aizbraucot uz transformatora diagnostikas mērījumiem, ir pieejama nepieciešamā transformatora vēsture papīra formātā, kurā atspoguļotas visas padarītās tehniskās darbības un nepieciešamības gadījumā sniegti priekšlikumi turpmākai transformatora darbībai.

Lielākās problēmas ar datu analizēšanu un interpretēšanu ir transformatoriem ar lielu ekspluatācijas laiku, jo datu ir daudz, tehniskā stāvokļa uzlabošanas darbi var būt veikti daudzas reizes. Sevišķā uzmanība tiek pievērsta no jauna ekspluatācijā pieņemto

transformatoru datu ievadīšanai un analizēšanai, kā arī konservācijā (rezervē) bijušajiem transformatoriem.

3.1.3. Transformatora atlikušā ekspluatācijas laika noteikšana

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 3.3. attēls [10].



3.3. att. Transformatora pilnais normētais ekspluatācijas laiks

Atlikušais ekspluatācijas periods vai citiem vārdiem sakot - *resurss* ir apgriezti proporcionāls transformatora lietderīgajam laika periodam. Galvenā ideja atlikušā ekspluatācijas perioda ilguma aprēķinam ir veidot metodoloģiju. 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].

Tādējādi, atlikušais ekspluatācijas periods tiek noteikts ar degradācijas procesu norobežošanu, kā arī ar fizisko un morālo modernizāciju.

Transformators var tikt apspriests, kā objekts ar sākotnējām izmaksām, kas sastāv no: produktivitātes, atlikušā ekspluatācijas laika un pieprasījuma. Atlikušā ekspluatācijas laika noteikšana (L_{ATL}) un tā modernizācija vai regulēšana ir tehniskais un ekonomiskais uzdevums. Tas ir ļoti svarīgs moments finanšu lēmumu pieņemšanā.

Transformatora atlikušā ekspluatācijas perioda noteikšanu var izdarīt, nosakot papīra izolācijas polimerizācijas pakāpi. 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 piemērs, pēc lēmuma pieņemšanas par transformatora, TDTN 20000/110 no 1967.g., takelāžu uz remonthalli, ar nolūku noskaidrot transformatora cietās izolācijas stāvokli pēc 30 gadiem ekspluatācijā: polimerizācijas pakāpe pārbaudes laikā pd_p pēc analīzes ir 800. No tehniskās literatūras [62] $K=2.52 \times 10^{-8}$ pie $t = + 90^\circ\text{C}$.

Tādējādi: $L_{ATL} = (1/(2.52 \times 10^{-8})) \times (1/250 - 1/800) = 1.09 \times 10^5$ st., apmēram 12 gadus.

Transformatora atlikušais ekspluatācijas periods nav ilgs, ja:

- polimerizācijas pakāpe (PP) ir līdz 200-250;
- bojājumu neatgriezeniskā procesa sākums ir reģistrēts;
- tehniskās apkalpošanas turpināšana nav ekonomiski izdevīga.

Ir jāatgādina, ka izteiksme (3.1) atbilst tikai transformatoriem bez sākotnējiem bojājumiem, bet transformatoriem ar dažiem bojājumiem atlikušā ekspluatācijas perioda ilguma aprēķinu veic pēc sarežģītākās formulas (3.2). Šīs metodes trūkums ir 10% izejas datu precizitāte.

Cita tehniskā literatūra apraksta bojājumu varbūtību kā laika funkciju un secīgi tiecas samazināt kļūdas, ievadot ārējos nomērītos parametrus, nevis noteikt atlikušā ekspluatācijas laika ilgumu [32]. Polimerizācijas pakāpes (PP) varbūtība ar lielumu starp x un $x + dx$, t laikā ir apzīmēta kā $P_{pp}(x,t)dx$. Varbūtības sākuma moments ar lielumu starp x un $x + dx$, ir apzīmēts kā $P_{sm}(x)dx$. Tā rezultātā:

$$Pf(t) = \int_0^{\infty} Psm(x)Ppp(x, t)dx \quad (3.2)$$

3.1.4. Transformatora izolācijas novecošanas faktors

Kā jau kļuva skaidrs no iepriekš izklāstītās informācijas, zināms, ka transformatoru kopējo izolācijas tehnisko stāvokli nosaka cietās izolācijas stāvoklis un transformatoru eļļas izolācijas stāvoklis. Tas nozīmē, ka šīs komponentes jāizskata atsevišķi un individuāli.

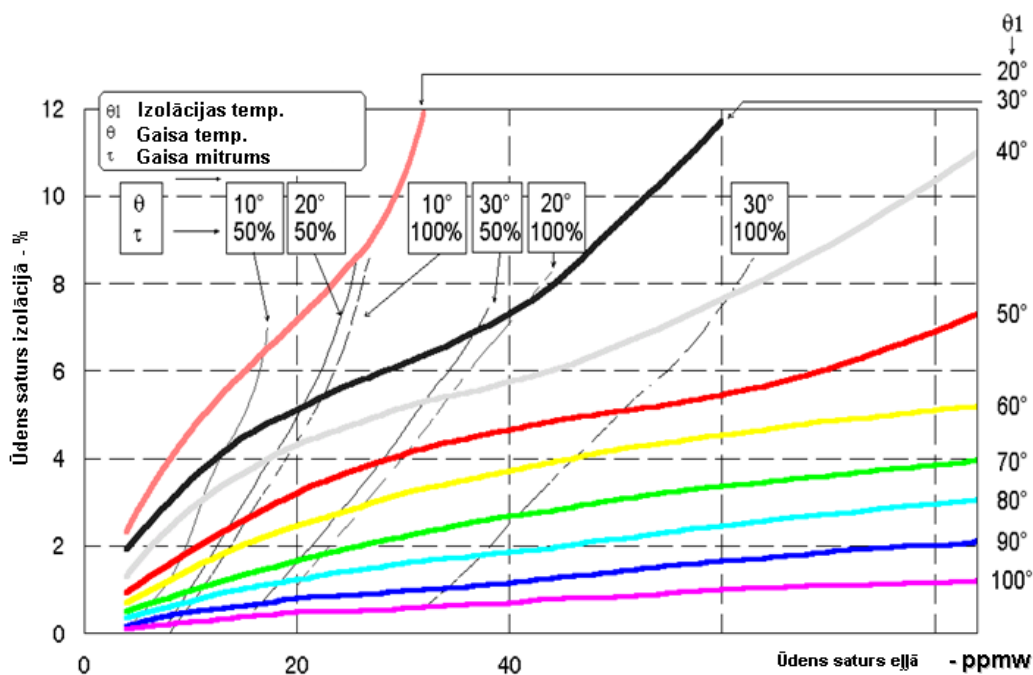
a) Transformatoru eļļas izolācijas stāvoklis

Transformatoru eļļas kvalitātes pasliktināšanās cēlonis ir molekulu sadalīšanās process, piesārņojums un oksidācija. LR PSO ir pieejama akreditēta ķīmijas laboratorija kur var noteikt esošo transformatoru eļļas izolācijas stāvokli. Nosakāmie parametri ir: caursišanas spriegums, dielektriskie zudumi, skābes skaitlis un reakcija, uzliesmošanas temperatūra, mitruma saturs gan eļļā, gan cietajā izolācijā, mehāniskie piemaisījumi un tīrības klase. Šiem parametriem ir diezgan liela mērījumu precizitāte un tāpēc tiem augsts pareizo rezultātu ticamības līmenis, un rezultāti savā starpā ļoti bieži korelē. Piemēram, skābes skaitlis KOH nosaka oksidēšanas blakusproduktus, ūdens H₂O ir galvenais blakusprodukts, kuru papildus novērtē vizuāli un ar Karla Fišera metodes palīdzību nosaka mitruma esamību [71]. Mitruma pāreja no cietās izolācijas eļļā un atpakaļ tiek rūpīgi pētīta sakarā ar daļējas izlādes bīstamību, gāzes burbulīšiem veidojoties pārslodzes gadījumos. Burbulīšu veidošanās var būtiski samazināt elektrisko stiprību, līdz pat izolācijas caursišanai. Tika veikti eksperimenti, nosakot mitruma migrāciju no izolācijas, ja tā saturs atrodas robežās no 0,5% līdz 6% dažādām transformatoru pārslodzēm [17, 35, 56]. Tika noteikts laiks, kādā process atgriežas sākuma stāvoklī. Ja mitruma saturs papīrā sākumstadijā nav liels, mitruma atgriešanās no eļļas papīrā notiek 0,5 līdz 1 diennakts laikā, bet, ja mitruma saturs sākumā ir 4%, atgriešanās process ilgst no 6 līdz 8 diennaktīm. Bez tiešas cietās izolācijas elektriskās stiprības pazemināšanās no mitruma pastāv vēl bīstamība, ka mitrums pāriet eļļā un veido burbulīšus straujos siltuma pārejas procesos, 3.4.att. Tas arī veicina elektriskās stiprības samazināšanos.

Jāatzīmē, ka veicot eksperimentus, tika konstatēta ne tikai gāzes burbulīšu, bet arī ūdens pilienu veidošanās relatīvi sausā izolācijā, ja temperatūra sasniedz 175°C. Šie pilieni rada izolācijas caursišanas briesmas, ja tos absorbē papīrs kritiskajās zonās.

Elektroiekārtu hermētiskumam ir liela nozīme sekmīgai iekārtu izolācijas kalpošanai. Mitruma iekļūšana izolācijā izraisa virkni negatīvu procesu. Mitruma satura paaugstināšanās papīrā ir cieši saistīta ar dielektrisko zudumu palielināšanos, kā arī palielina izolācijas vadītspēju, bet samazina izolācijas elektrisko izturību [38, 70].

Eļļas un papīra izolācijā mitrums veidojās līdz ar izolācijas novecošanu. Celulozes molekula sastāv no oglekļa, skābekļa un ūdeņraža (COH) saitēm (gredzeniem), kuras raksturo polimerizācijas pakāpi. Samazinoties polimerizācijas pakāpei, - daloties COH saitēm, kuras savstarpēji ir saistītas ar ūdeņraža un skābekļa atomiem, var izveidoties ūdens molekula H₂O. Šajā gadījumā palielinās gan izolācijas vadītspēja, gan polarizācijas procesu intensitāte [4].



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

Katrs no eļļas kvalitātes parametriem var būt realizēts un analizēts atsevišķi, bet šādā gadījumā nebūs pietiekami pamatota turpmākā lēmuma pieņemšana, tāpēc eļļas kvalitātes parametrus, kuri nosaka arī transformatora kopējo izolācijas tehnisko stāvokli, ieteicams realizēt kompleksa veidā.

Pastāv normatīva bāze, kas reglamentē kritēriju robežvērtības, LR PSO gadījumā tas ir Latvijas Energostandarts [69], ko izstrādājusi Latvijas Elektrotehniskā komisiju (LEK). Tas, savukārt, ir bāzēts uz attiecīgajiem austrumu (GOST) un rietumu (IEC) standartiem. Nosakot katru no eļļas kvalitātes parametriem, var spriest par to atbilstību vai neatbilstību normētiem lielumiem, bet nevaram pateikt, cik laba vai cik slikta ir tā transformatoru eļļa, jo kvalitātei, kā vienam kopumam, netika piešķirts ietekmējošais īpatsvars. Tam nolūkam nepieciešams izveidot modeli, pēc kura varētu izrēķināt un tādējādi piešķirt transformatoru eļļai ietekmējošo faktoru.

Piemēra apraksts: katram parametram nepieciešams noteikt faktoru. Faktors tiek uzdots funkcijas veidā, kurā uz x ass ir atliekamās parametra mērvienības un uz y ass

piešķiramais faktors, viena parametra piemēru skatīties 3.5. attēlā. Faktors ir robežās no 0 līdz 1. Jo augstāks faktors, jo eļļu uzskata par labāku. Iegūstot faktoros katram parametram, nosakām kopējo eļļas stāvokļa faktoru pēc (3.3) [47].

$$F_{eļļas} = \min(F_{caur}, F_{diel}, F_{sk}, F_{uzlies}, F_{mitr}, F_{piem}), \quad (3.3)$$

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

F_{caur} – caursišanas sprieguma faktors;

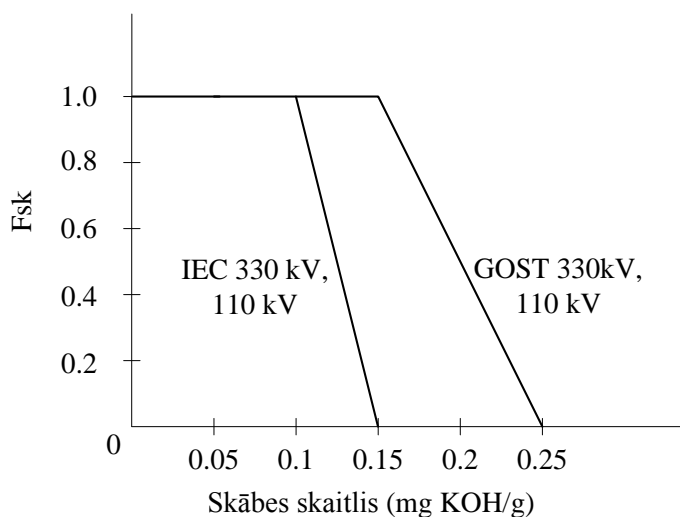
F_{diel} – dielektrisko zudumu faktors;

F_{sk} – skābes skaitļa faktors;

F_{uzlies} – uzliesmošanas temperatūras faktors;

F_{mitr} – mitruma satura faktors;

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



3.5. att. Skābes skaitļa faktors

Pēdējos gados veiktie pasākumi, transformatoru tehniskās apkalpošanas un ekspluatācijas nozarēs, eļļas pasargāšanai no mitruma (slāpekļa un plēves aizsardzība, nepārtrauktā eļļas žāvēšana, tinumu stāvokļa kontrole, izmantojot eļļas gāzes hromatogrāfisko analīzi u.c.) nobīdījuši šo iemeslu otršķirīgo kārtā.

b) Cietās izolācijas stāvoklis

Transformatora paaugstinātās temperatūras 90 – 105 °C izraisa neatgriezeniskus pasliktināšanās procesus cietās izolācijas struktūrā [27]. Pasliktināšanās process turpinās līdz cietās izolācijas pilnai degradācijai, kas ir par iemeslu transformatora atteicei.

Transformatora cietās izolācijas sistēmas paātrinotais novecošanas faktors var tikt aprēķināts, lai iegūtu papildus informāciju transformatora atlikušā ekspluatācijas laika

noteikšanai [27]. Paātrinošo novecošanas faktoru aprēķina katram laika periodam, kā parādīts (3.4-3.8).

$$F_{PN} = e^{\left[\frac{B}{(Qp.t.+273)} - \frac{B}{(Qt+273)} \right]}, \quad (3.4)$$

kur F_{PN} – izolācijas paātrinošais novecošanas faktors;

B – konstrukcijas temperatūras konstante, pārsvara 15000 °C;

$Qp.t.$ – tinuma karstākā punkta pievestā temperatūra (95°C, ja $\Delta Qt/v.p = 55^\circ\text{C}$;
110°C, ja $\Delta Qt/v.p = 65^\circ\text{C}$);

Qt – tinuma temperatūra pie nominālās slodzes, °C;

$\Delta Qt/v.p$ – tinuma vidējais temperatūras pieaugums pret apkārtējo vidi.

Transformatora temperatūras, atkarībā no slodzes režīma, var būt atšķirīgas un tas tikai ietekmē dzesēšanas sistēmas ieslēgšanas nosacījumus.

Ekspluatācijas laika samazināšanas dienas koeficientu, var aprēķināt pēc (3.5), kas nosaka procentuālo samazināšanu dienā:

$$T_{sam} = \frac{F_{EKV.N.} \times 24}{T_{PNEL}} 100, \quad (3.5)$$

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

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

Pasūtot jaunu transformatoru ieteicams pieprasīt no ražotājrūpnīcas informāciju par ekspluatācijas laika samazināšanas dienas koeficientu. Ekvivalento izolācijas novecošanas faktoru ($F_{EKV.N.}$) var izteikt sekojoši:

$$F_{EKV.N.} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{PNn} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}, \quad (3.6)$$

kur $F_{EKV.N.}$ – ekvivalentais izolācijas novecošanas faktors transformatora ekspluatācijas laikā;

n – laika perioda skaits, Δt ;

N – kopējais transformatora laika perioda skaits;

F_{PNn} – izolācijas paātrinošais novecošanas faktors Δt_n laika periodam;

Δt – laika periods.

Diennakts laika perioda kopējas skaits ir:

$$N = \frac{24}{\left(\frac{\Delta t}{60}\right)} = \frac{1440}{\Delta t}, \quad (3.7)$$

Pamatojoties uz to, ka laika periods un diennakts laika perioda kopējais skaits tiek pielietoti, kā konstantas vērtības, tad formulu (3.6) var novienkāršot un iegūt ekvivalento novecošanās faktoru ekspluatācijas laikā, kas izteikts dienās:

$$F_{EKV.N.} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{PNn}}{N}, \quad (3.8)$$

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

$$T_{d \Sigma sam} = T_{d.sam} + T_{(d-1) \Sigma sam}, \quad (3.9)$$

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.

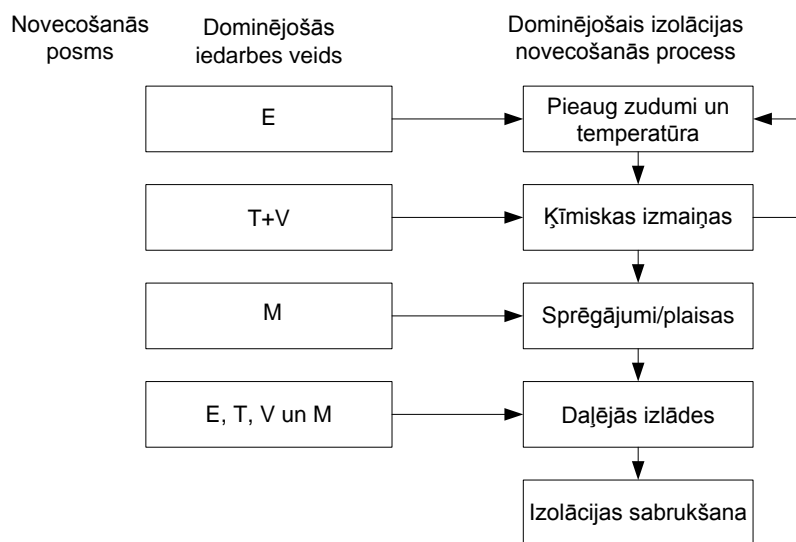
Nepieciešams piebilst, ka arī cietās izolācijas stāvokļa noteikšanai pastāv līdzīga metode ar kvalitātes kritērijiem, kura tiek aprakstīta apakšnodaļas sākumā, kā eļļas stāvokļa noteikšana, bet tur ir pielietojami cietās izolācijas raksturojoši kritēriji [43].

Elektriskā izolācija apvieno dažādas funkcijas, nodrošinot elektrisko izolāciju, mehānisko balstu, siltuma novadīšanu un enerģijas uzkrāšanu, kā arī personāla drošību. Izolācijas novecošanās un visbeidzot tās caursīte ir dažādu degradējošo slodžu ietekmes rezultāts. Elektriskā, mehāniskā slodze, termālā un apkārtējās vides ietekme, kā arī daudzas citas slodzes veic izolācijas degradēšanu ekspluatācijas laikā. Tās stiprā mērā nosaka visa transformatora kalpošanas ilgumu. Sevišķi būtiski izolācijas elektrisko stiprību un kalpošanas laiku ietekmē ūdens saturs tajā. Mitrums iekļūst eļļā no apkārtējā gaisa un tālāk difundē cietajā izolācijā. Tinumu un eļļas temperatūrai mainoties, notiek mitruma apmaiņas process starp eļļu un papīra izolāciju. Galvenokārt izolācijas sistēma ir pakļauta:

- elektriska rakstura iedarbēm E (dažāda tipa un stipruma daļējās izlādes, cietās izolācijas virsmas struktūras kanālveida degradācija, elektrolīzes procesi, paaugstināta darba temperatūra, kuru izraisa palielināti dielektriskie zudumi un t.t.);

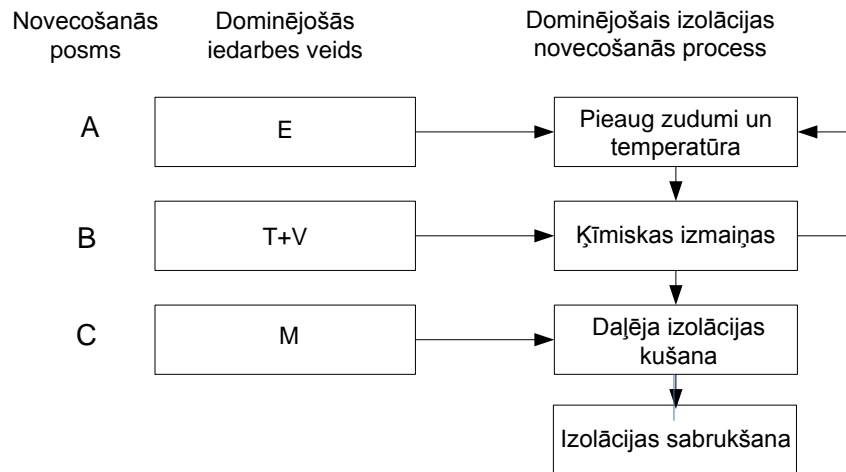
- termiska rakstura iedarbēm T (ilgstoši paaugstināta darba temperatūra);
- apkārtējās vides iedarbēm V (mitrums, skābekļa klātbūtne, apledojums, apkārtējās vides piesārņotība un t.t.);
- mehāniska rakstura iedarbēm M (ārējas iedarbes izgatavošanas un uzstādīšanas laikā, īsslēgumu strāvu radītie iekšēji mehāniskie spēki tinumā un t.t.).

Raksturīgi cietās izolācijas novecošanās piemēri parādīti 3.6. un 3.7. attēla strukturshēmās [46]. 3.6. attēla strukturshēmā redzams, ka sākotnēji izolācija ir pakļauta elektriska rakstura iedarbēm (novecošanās posms A). To rezultātā palielinās dielektriskie zudumi un darba temperatūra, veidojoties vienam vai vairākiem lokāliem pārkaršanas apgabaliem. Šie paaugstinātās temperatūras rajoni ir pakļauti termiskām un apkārtējās vides iedarbībām, radot ķīmiskas izmaiņas izolācijā (novecošanās posms B), kuras var gan palēnināt, gan paātrināt kopējo izolācijas novecošanās tempu. Kad šīm iedarbēm pakļautās izolācijas mehāniskās īpašības pasliktinās līdz kritiskam līmenim (novecošanās posms C), izolācijā parādās plaisas. Plaisām ar laiku palielinoties, uz izolācijas novecošanos paātrina daļējās izlādes (novecošanās posms D), un visbeidzot visu minēto iedarbju rezultāts ir izolācijas sabrukšana.



3.6. att. Izolācijas novecošanās (ar palēninātu ķīmisko iedarbi)

3.7. attēlā parādīts gadījums, kad novecošanās posmā B radītās ķīmiskās izmaiņas izolācijā kopējo izolācijas novecošanās tempu ir paātrinājušas, tādējādi vēl vairāk palielinot dielektriskos zudumus un ir cēlonis krasam temperatūras pieaugumam, kas var izraisīt pat izolācijas kušanu. Tādēļ šajā gadījumā novecošanās posmā C izolācijas mehāniskās īpašības pasliktinās ļoti strauji, kas izraisa izolācijas sabrukšanu.



3.7. att. Izolācijas novecošanās (ar paātrinātu ķīmisko iedarbi)

Novērtējot celulozes izolācijas novecošanos, svarīgākie kritēriji, kas raksturo tās stāvokli, ir polimerizācijas koeficients DP (Degree of Polimerization); raksturīgo gāzu – oglekļa monoksīda CO un oglekļa dioksīda CO₂ – koncentrācija transformatora eļļā; celulozes sadalīšanās blakus produkti – furānu (vai furfuroļu) (koncentrācija eļļā, kā arī transformatoru noslodzes dati. Termiskā slodze ir svarīgs izolācijas materiālu degradēšanas faktors. Izolācijas termiskās novecošanas pētījumiem ir jau vairāk nekā pusgadsimta ilga vēsture. Termisko jeb termālo novecošanu raksturo fizikāli-ķīmiskās reakcijas, kuru pakāpe ir atkarīga no temperatūras saskaņā ar eksponenciālo likumu.

Daudzos Eiropas standartos polimerizācijas pakāpe ir lielums, kuru izmanto celulozes degradēšanās pakāpes noteikšanai. Jaunai papīra izolācijai polimerizācijas pakāpe ir robežās no 1000 līdz 1400. Celulozei novecojot, polimerizācijas pakāpe samazinās. Tai samazinoties līdz 200 – 300 [62], papīra lietošana elektrisko ietaišu izolācijai nav pieļaujama [22, 38]. Šī parādība tiek lietota par pamatu izolācijas termālās dzīves noteikšanai. Ja izolācija ir novecojusi, tās molekulārās ķēdes tiek pārrautas, un novecošanas procesam progresējot, papīrs kļūst trausls un zaudē mehānisko izturību. Problēma, kas cieši saistīta ar polimerizācijas pakāpes noteikšanu, ir papīra parauga nepieciešamība. Parauga ņemšana tiek apgrūtināta ne tikai ar iekārtas atslēgšanu no sprieguma, bet arī ar mitruma iekļūšanas risku izolācijā, kas rodas athermetizējot iekārtu. Ne vienmēr paņemtais papīra paraugs ataino visas celulozes izolācijas stāvokli. Tradicionālā polimerizācijas pakāpes noteikšana ir destruktīva metode. Augsta elektriskā lauka, temperatūras un citas intensitātes rada izolācijas termālo dekompozīciju, kuras rezultāts ir līdzīgs polimerizācijas pakāpes samazinājumam. Izolācijas termālā novecošana izpaužas kā polarizācijas procesu intensitātes palielināšanās, kuru matemātiski apraksta dielektriķa reakcijas funkcija $f(t)$ [39].

$$f(t, \tau) = \frac{\Delta \varepsilon}{\tau} e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (3.10)$$

kur $\Delta \varepsilon = \varepsilon_r(0) - \varepsilon_\infty$, (50 Hz) raksturo dielektriskās caurlaidības izmaiņu visā frekvences dimensijā no augstfrekvences līdz līdzstrāvas analogam;
 τ - ir dielektriķim raksturīgais relaksācijas laiks.

Temperatūras strauja paaugstināšanās, - siltumcaursite, korona, elektriskais loks, tiek pavadīta ar gāzes izdalīšanos, kuru parasti absorbē eļļa. Izšķīdināto gāzu analīze ir līdzeklis šo parādību noteikšanai eļļas izolācijā.

3.1.5. Elektrisko mērījumu datu matemātiskā apstrāde

Lai pārbaudītu transformatoru tehniskā stāvokļa noteikšanas precizitāti un mērījumu rezultātā tehniski iegūto diagnostikas informāciju un tās pielietojumu, rezultāti matemātiski tiek apstrādāti. Tika paņemti dažādu grupu transformatori ar dažādiem ekspluatācijas laikiem. Uzmanība vērsta izolācijas stāvoklim un to raksturojošiem diviem raksturlielumiem: absorbcijas koeficientam K_{abs} un dielektriskiem zudumiem $tg\delta$. Veikta šo divu faktoru analīze un savstarpējā sakarība pēc korelācijas analīzes principa. Šeit aktuāli atzīmēt divas korelācijas pazīmes. Par rezultatīvu sauc pazīmi, kuras skaitlisko vērtību variēšanu pēta atkarībā no citu pazīmju vērtībām. Par faktoriālo pazīmi jeb faktoru sauc pazīmi, kas nosaka rezultatīvās pazīmes variēšanu. Ja sakarība starp pazīmēm ir lineāra, t.i., faktoriālās pazīmes izmaiņām atbilst proporcionāli vienādas rezultatīvās pazīmes izmaiņas, tad šīs sakarības ciešumu nosaka lineārā korelācija. Ja sakarība nav lineāra – tās ciešumu raksturo nelineārā korelācija. Atkarībā no tā, cik faktoru ietekmi aplūko, izšķir pāru un daudzfaktoru korelāciju. Korelācijas analīzes mērķis ir noteikt sakarību ciešumu starp faktoriālo un rezultatīvo pazīmi. Izskatāmie rezultāti ir apkopoti 3.1. – 3.5. tabulās.

Igr.1965 - 1969.g.

Shēma	Tr-rs 1967.g.		Tr-rs 1965.g.		Tr-rs 1969.g.	
	Kabs	tgδ	1973.g./Kabs	tgδ	1969.g./Kabs	tgδ
A	1.67	0.1	1.2	0.1	1.73	0.2
V	2.16	0.1	1.28	0.2	2.18	0.2
Z	2.15	0.1	1.33	0.3	1.95	0.2
	1974.g.		1980.g.		1975.g.	
A	1.2	0.2	1.13	0.2	1.2	0.2
V	1.43	0.2	1.11	0.2	1.37	0.2
Z	1.29	0.2	1.15	0.3	1.6	0.2
	1981.g.		1988.g.		1982.g.	
A	1.24	0.2	1.18	0.25	1.18	0.2
V	1.29	0.2	1.15	0.3	1.17	0.2
Z	1.3	0.2	1.17	0.33	1.23	0.2
	1988.g.		1996.g.		1987.g.	
A	1.25	0.38	1.12	0.34	1.3	0.17
V	1.45	0.35	1.09	0.33	1.41	0.14
Z	1.54	0.33	1.11	0.38	1.36	0.25
	1990.g.		2004.g.		1995.g.	
A	1.48	0.3	1.17	0.3	1.38	0.1
V	1.8	0.3	1.16	0.34	1.22	0.1
Z	1.45	0.3	1.12	0.31	1.12	0.1
	1998.g.		2006.g.		2003.g.	
A	1.24	0.16	1.37	0.34	1.5	0.93
V	1.32	0.17	1.53	0.36	1.24	0.96
Z	1.2	0.16	1.52	0.3	1.36	0.68
	2005.g.		2007.g.			
A	1.25	0.32	1.08	0.33		
V	1.46	0.34	1.18	0.34		
Z	1.29	0.32	1.08	0.32		

Ilg.1970-1974.g.						
Shēma	Tr-rs 1970.g.		Tr-rs 1972.g.		Tr-rs 1972.g.	
	Kabs	tgδ	1972.g./Kabs	tgδ	1972.g./Kabs	tgδ
A	1.54	0.25	1.86	0.3	1.57	0.4
V	2.39	0.3	3.39	0.3	2.1	0.5
Z	2.5	0.5	2.76	0.3	1.91	0.5
	1976.g.		1973.g.		1974.g.	
A	1.17	0.1	1.8	0.6	1.93	0.3
V	1.13	0.1	2.38	0.6	2.94	0.4
Z	1.15	0.2	2.48	0.6	2.85	0.4
	1984.g.		1974.g.		1976.g.	
A	1.23	0.14	1.67	0.4	1.57	0.1
V	1.28	0.17	3.07	0.4	2.22	0.1
Z	1.36	0.62	2.85	0.45	2.18	0.1
	1992.g.		1976.g.		1980.g.	
A	1.29	0.2	1.57	0.1	1.33	0.2
V	1.27	0.2	2.22	0.1	1.16	0.3
Z	1.35	0.63	2.18	0.1	1.36	0.3
	1993.g.		1980.g.		1988.g.	
A	1.13	0.17	1.26	0.1	1.25	0.2
V	1.17	0.2	1.6	0.1	1.34	0.2
Z	1.2	0.62	1.59	0.1	1.38	0.3
	2001.g.		1987.g.		1993.g.	
A	1.21	0.16	1.29	0.24	1.4	0.25
V	1.25	0.17	1.57	0.2	1.3	0.22
Z	1.28	0.65	1.81	0.3	1.3	0.31
	2006.g.		1995.g.		1996.g.	
A	1.17	0.25	1.32	0.4	1.43	0.4
V	1.21	0.27	1.73	0.3	1.63	0.5
Z	1.21	0.8	1.68	0.4	1.65	0.3
			2003.g.		2004.g.	
A			1.63	0.39	1.49	0.3
V			2.01	0.43	1.75	0.33
Z			1.9	0.47	1.84	0.42

IIIgr. 1980 - 1984 g.

Shēma	Tr-rs 1983.g.		Tr-rs 1981.g.		Tr-rs 1982.g.	
	Kabs	tgδ	1981.g./Kabs	tgδ	1982.g./Kabs	tgδ
A	1.66	0.33	1.68	0.46	2	0.32
V	2.17	0.45	2	0.53	2.98	0.29
Z	2	0.43	2.5	0.53	2.9	0.42
	1991.g.		1989.g.		1990.g.	
A	1.26	0.8	1.12	0.13	1.23	0.11
V	1.26	0.9	1.14	0.17	1.31	0.11
Z	1.27	0.6	1.12	0.23	1.4	0.25
	1992.g.		1993.g.		1998.g.	
A	1.25	0.3	1.43	0.22	1.15	0.12
V	1.36	0.2	1.7	0.3	1.17	0.14
Z	1.34	0.24	1.64	0.25	1.08	0.21
	1996.g.		1994.g.		2000.g.	
A	1.24	0.19	1.29	0.2	1.48	0.13
V	1.15	0.19	1.76	0.27	1.76	0.16
Z	1.22	0.21	1.83	0.25	1.51	0.24
	1999.g.		1997.g.		2008.g.	
A	1.13	0.2	1.31	0.3	1.76	0.24
V	1.23	0.2	2.07	0.4	1.59	0.25
Z	1.19	0.2	2.06	0.4	1.86	0.32
	2003.g.		2004.g.			
A	1.21	0.22	1.51	0.34		
V	1.23	0.23	2	0.4		
Z	1.06	0.23	1.88	0.41		
			2009.g.			
A			1.59	0.49		
V			1.88	0.58		
Z			1.81	0.52		

IVgr. 1985 - 1989 g.

Shēma	Tr-rs 1987.g.		Tr-rs 1989.g.		Tr-rs 1985.g.	
	Kabs	tgδ	1989.g./Kabs	tgδ	1985.g./Kabs	tgδ
A	2.11	0.2	1.57	0.2	1.73	0.3
V	3.75	0.2	1.6	0.2	1.67	0.3
Z	3.33	0.3	1.92	0.3	1.73	0.3
	1995.g.		1997.g.		1986.g.	
A	1.5	0.14	1.17	0.1	1.27	0.2
V	1.28	0.11	1.21	0.1	1.12	0.2
Z	1.11	0.15	1.2	0.1	1.1	0.2
	1998.g.		2005.g.		1993.g.	
A	1.12	0.14	1.19	0.22	1.18	0.13
V	1.25	0.2	1.18	0.22	1.07	0.13
Z	1.28	0.2	1.24	0.26	1.23	0.1
	2001.g.				2001.g.	
A	2.5	0.17			1.39	0.15
V	3.14	0.17			1.38	0.16
Z	3.88	0.22			1.2	0.19
	2003.g.				2009.g.	
A	1.36	0.22			1.21	0.24
V	1.48	0.2			1.19	0.26
Z	1.45	0.24			1.19	0.28

Vgr. 1995 - 1999.g.

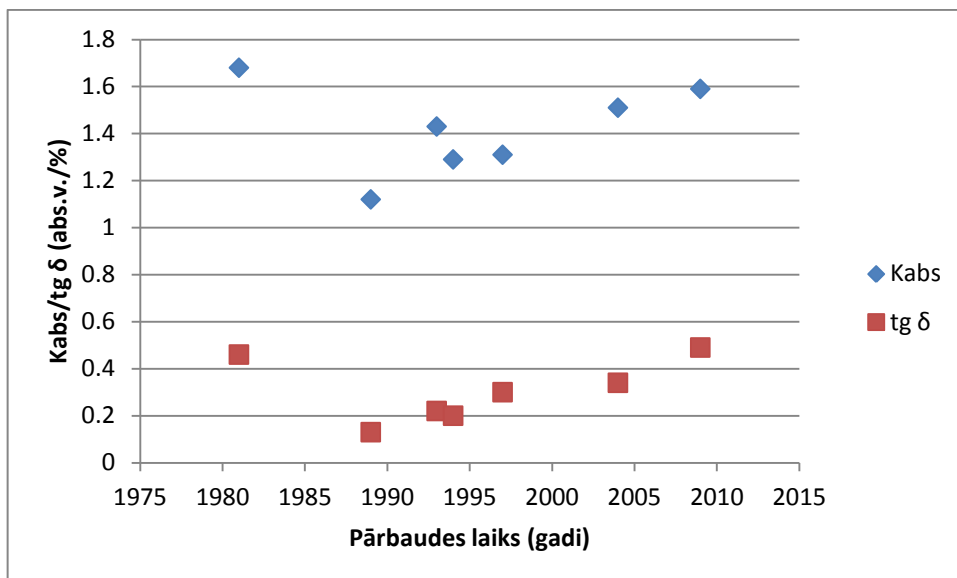
Shēma	Tr-rs 1999.g.		Tr-rs 1999.g.		Tr-rs 1999.g.	
	Kabs	tgδ	1999.g./Kabs	tgδ	1999.g./Kabs	tgδ
A	1.68	0.07	1.57	0.07	1.55	0.09
V	1.82	0.08	1.83	0.11	1.7	0.1
Z	1.85	0.1	1.7	0.09	1.74	0.11
	2006.g.		2006.g.		2006.g.	
A	1.88	0.21	1.36	0.19	1.37	0.18
V	1.97	0.31	1.46	0.23	1.42	0.25
Z	1.86	0.31	1.59	0.25	1.6	0.27
	2007.g.		2007.g.		2007.g.	
A	1.39	0.17	1.23	0.18	1.27	0.18
V	1.27	0.23	1.26	0.24	1.3	0.25
Z	1.16	0.22	1.36	0.25	1.32	0.28
			2008.g.			
A			1.35	0.21		
V			1.27	0.24		
Z			1.34	0.25		
			2010.g.			
A			1.93	0.22		
V			1.7	0.27		
Z			1.99	0.28		

Piemēram, lai pārbaudītu matemātisko apstrādi, paņemti III. grupas 1981. gada transformatora mērījumu rezultāti augstsprieguma tinumam (A shēmai), skat. 3.6. tabulā.

3.6. tabula
Transformatora X mērījumu rezultāti

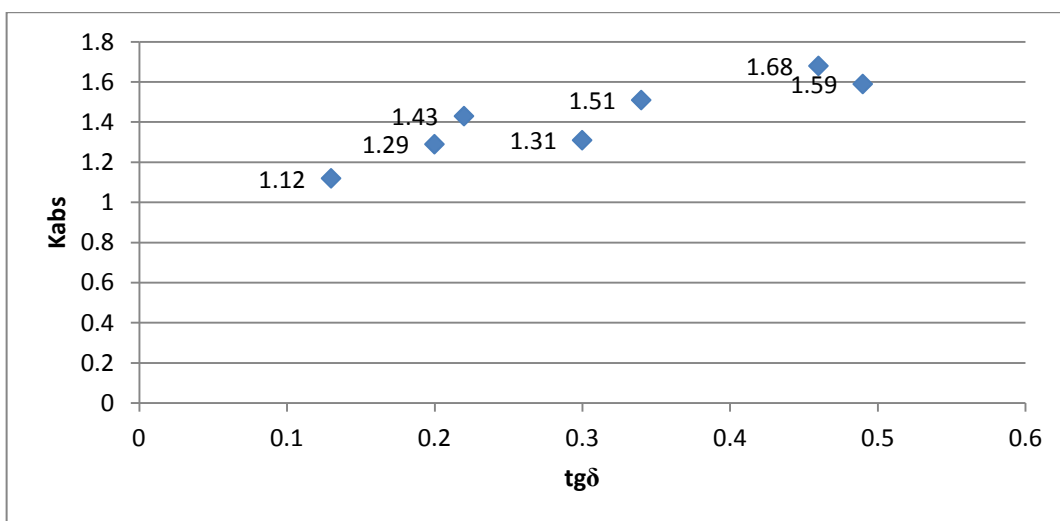
Pārbaudes gads	Kabs	tgδ
1981	1.68	0.46
1989	1.12	0.13
1993	1.43	0.22
1994	1.29	0.2
1997	1.31	0.3
2004	1.51	0.34
2009	1.59	0.49

Pēc iegūtiem 3.6. tabulā rezultātiem uzzīmējam grafiku ar nolūku noskaidrot abu parametru mijiedarbību un tehniski pamatotu likumsakarību vai izmaiņu tendenci, skat. 3.8. attēlu.



3.8. 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, 3.9. attēlā.



3.9. 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. Katram transformatoram sakarība un

mērījumu rezultātu ciešums varbūt savādāks. Tātad, konkrētā gadījumā uzskatam, ka transformatoram ekspluatācijas laikā izvestie modernizācijas darbi pozitīvi ietekmēja kopējo tehnisko stāvokli un tos var uzskatīti par efektīviem.

3.2. Transformatora tehniskā stāvokļa indeksa noteikšana

Lieljaudas transformators ir ekspluatējams līdz momentam, kamēr izpildās sekojoši tehniskie nosacījumi:

- enerģijas pārvade/transformēšana bez palielinātajiem zudumiem, pārkarsēšanos un augstā līmeņa vibrācijām;
- aktīvas daļas darbība atbilst normālam stāvoklim;
- elektriskās izturības ierobežojumu rezerve, ja piesārņošanas līmenis ir normāls;
- mehāniskās izturības līmenis augstāks par nominālu aprēķināto pārspriegumu.

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. Tehniskā stāvokļa novērtēšanas rezultātu interpretācija ir balstīta uz ierobežojumiem, kurus izmanto starptautiskos standartos, publicētos literatūras avotos un ieteikumos par transformatoriem, kā arī par ražotāju instrumentiem, kuri paredzēti ekspluatācijas apstākļiem [22].

Turklāt, transformatora tehniskā stāvokļa novērtējuma indikators ir subjektīvs un balstās uz eksperta slēdzienu un pieredzi. TSI ir rezultātu vērtība, un tās noteikšana tiek īstenota pēc īpašās - soli pa solim - metodes [28, 48]. Diagnostikas metodes, kas tiek minētas 2.1. tabulā, ir jāpapildina ar transformatora ekspluatācijas laika ietekmējošo faktoru. Tehniskā stāvokļa indeksa novērtējuma indikators tiek attēlots 3.7-3.11. 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

3.7. 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 3.7. tabulā. Pēc tam, pirmās grupas TSI iegūst, summējot visus kopējos klasificēšanas rezultātus.

Rezultāts tiek noteikts procentu diapazonā reālam (paredzamajam) ekspluatācijas periodam, kā parādīts 3.9. 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.

Retos gadījumos TSI var prognozēt, tas biežāk pielietojams transformatora parkā esošajiem transformatoriem reitinga piešķiršanai, ar nolūku prognozēt orientējošo potenciāli nomaināmo transformatoru daudzumu.

Transformatora tehniskā stāvokļa noteikšanas indikatora pakāpes piešķiršanai ir izveidota 3.8. 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, kas sastāv, savukārt, no vairākām daļām un katra standarta daļa nosaka atsevišķos nosacījumus.

Pēc GOST standarta esošos transformatorus diagnosticē pēc līdzīgiem principiem, bet papildus par pamatdokumentu, kas reglamentē brāķēšanas normas un nosacījumus tiek uzskatīts materiāls [77].

3.8. tabula

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 vienādās 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, tgδ %	Iespējamās vērtības/absorbcijas koeficients	Indikatoru pakāpe	Piezīmes
0,37	$>1\%$	0	Mērīt pie stingri atrunātās 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	

3.9. tabula

Nokalpotā ekspluatācijas laika novērtējums

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

Līdzīga metode tiek piemērota arī otrās pārbaudes grupas TSI noteikšanai, kā parādīts 3.10. 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 3.11. tabulā.

3.10. tabula

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 3.11. tabulā.

3.11. tabula

Transformatora beigu TSI aprēķins

Pārbaudes grupas rezultāti	Svara koeficients	Transformatora TSI
(a)	(b)	(c)
1. pārbaudes grupas TSI	0.5	$C1 \times (b) = C$
2. pārbaudes grupas TSI	0.5	$D1 \times (b) = D$
Kopējais TSI		$C + D$
3ās 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 3.12. tabulā norādītajām robežvērtībām, nosaka turpmākās ekspluatācijas rīcības.

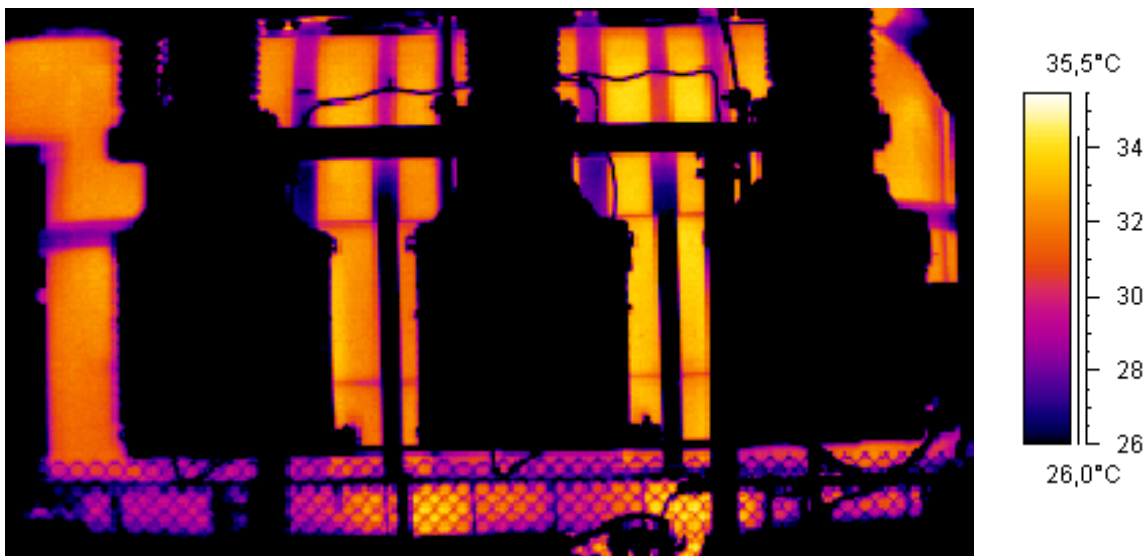
3.12. tabula

Transformatora tehniskā stāvokļa pakāpe

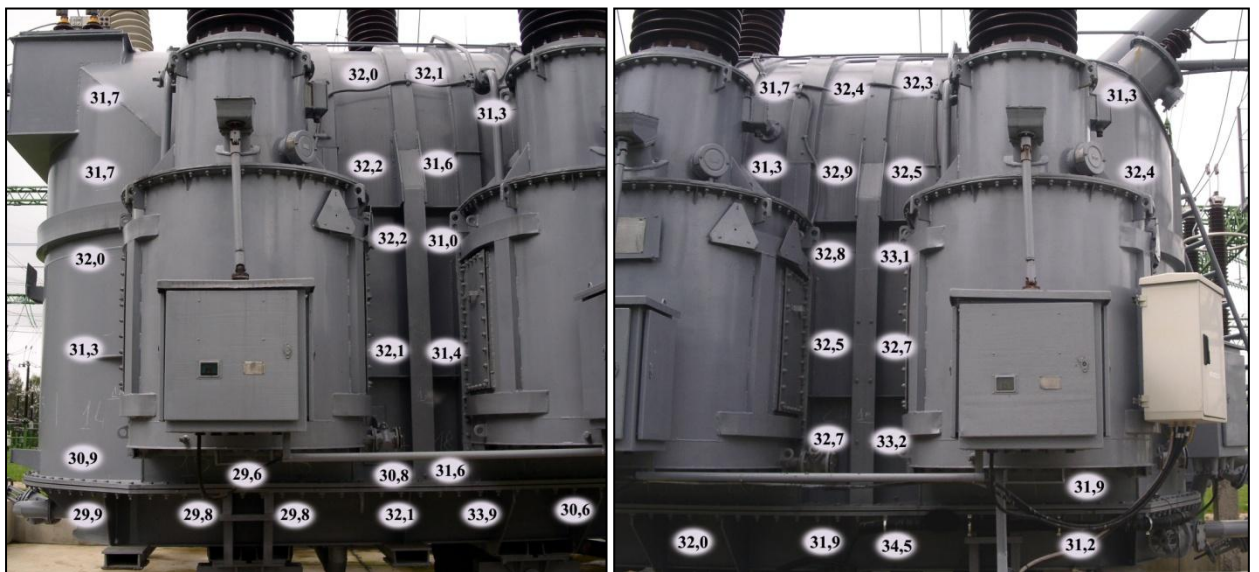
TSI robežas	Novērtējums	Ekspluatācijas rekomendācijas
$80 \leq TSI \leq 106$	Labs	Drīkst ekspluatēt
$60 \leq TSI < 80$	Normāls	CBM pielietošana (pārbaudes plānošana)
$10 \leq TSI < 60$	Slikts	Plānot nākošās grupas pārbaudes
$TSI < 10$	Ļoti bīstams	Paredzēt pilno diagnostiku (izskatīt ekspluatācijas noliegšanu)

Pēc tam grupu testēšanas rezultāti (skatīties 2.3. attēlu) tiek interpretēti, rādītāji tiek novērtēti un summējas, lai noteiktu katras grupas testēšanas TSI. Vajadzības gadījumā tiek

piemērots svāra koeficients. Svāra koeficients tiek piemērots, lai atzītu, ka kāds no tehniskā stāvokļa rādītājiem ietekmē TSI lielākā vai mazākā pakāpē nekā citi rādītāji. Piemērojot svāra koeficientu, ietekme var būt atšķirīga un ieviesta rezultātu novērtējuma sistēmā. Ar šādu tehniskā stāvokļa rādītāju vērtēšanas, svēršanas un summēšanas nogurdinošu procesu, lai iegūtu vienotu indeksu, daži nepieņemamie testēšanas rezultāti var būt galu galā anulēti un pazaudēti pavisam. Atkārtoti sadalot atsevišķus, piemēram, infrasarkanās termogrāfijas (3.10.att.), rezultātus ar attiecīgajiem palielinātiem sakārtotiem skaitļiem, šie nepieņemamie testēšanas rezultāti var būt iegūti un iezīmēti gala TSI, un tad var pareizi noteikt koriģējošas darbības.



a)



b)

3.10. att. Infrasarkanā termogrāfija (a) un transformatora tvertnes virsmas temperatūras karte (b) no ZS puses slodzes režīmā

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.

3.3. Prognozēšanas sistēmas pamati

Nereti lēmumu pieņēmēji izvairās no prognozēšanas, uzskatot, ka personiskā pieredze vai arī augstāk stāvošs vadītājs „pateiks priekšā”, kādu lēmumu pieņemt. Šī izvairīšanās ir saistīta arī ar „bailēm” no „sarežģītājām” prognozēšanas metodēm, kam par iemeslu visbiežāk ir izglītības trūkums un bezatbildība par lēmumu pieņemšanu ar negatīvām sociālām, ekonomiskām un ekoloģiskām sekām. Prognozēšanas noliegšana galvenokārt saistīta ar divu diametrāli pretēju uzskatu eksistenci. Vieni uzskata – „viss arī turpmāk ies pa vecam”, otri – attīstību ietekmē tik daudz nejaušu faktoru, ka nākotni nav iespējams paredzēt. Abi uzskati noved pie attīstības stratēģijas un taktikas trūkuma, biežas nepamatotu lēmumu maiņas, kampaņveidīgiem pasākumiem, pretrunīgu un sasteigtu lēmumu pieņemšanas [45].

Pamatotu kompleksu prognožu izstrādei nepieciešama informācija par pētāmo objektu un būtiskākajiem šo objektu ietekmējošiem faktoriem. Speciālisti, kuri nodarbojas ar prognozēšanu, bieži sūdzas par informācijas trūkumu, bet, kā izriet no teorētiskās kibernetikas, nekad nav iespējams savākt pilnu informāciju par visiem objekta attīstības aspektiem. Tomēr prognozējot būtu vēlams atrast kompromisu – izmantot svarīgāko informāciju pēc iespējas plašākā spektrā.

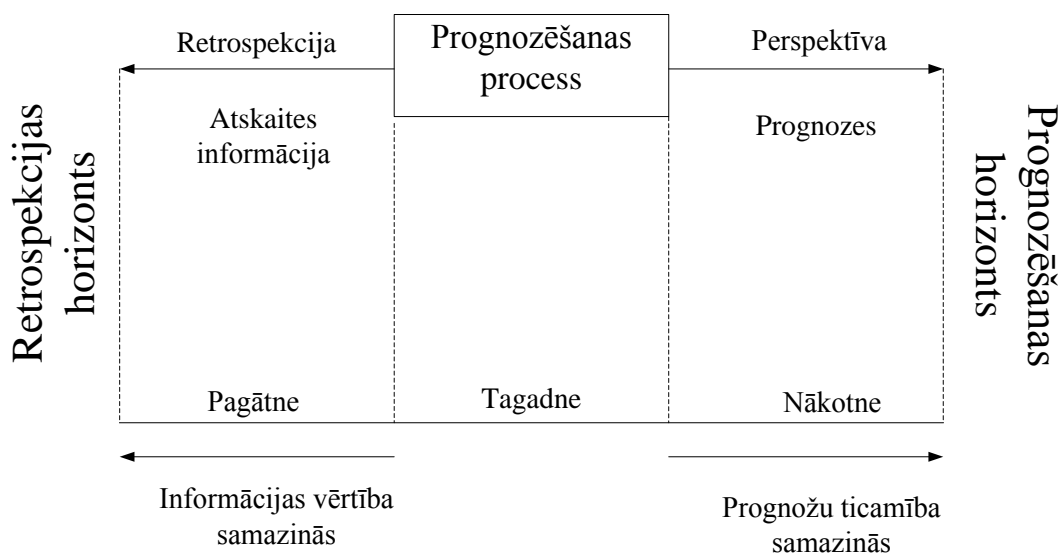
Prognožu kvalitatīva izstrāde lielā mērā atkarīga no rīcībā esošās informācijas:

- pilnīguma,
- ticamības,
- precizitātes.

Prognozēšanas informatīvo bāzi veido:

- retrospektīvie dati par pētāmo objektu,
- dati par līdzīgu objektu attīstību (vietējā un ārvalstu pieredze);
- dati par prognozēšanas fonu:
 - ❖ par saistītiem uzņēmumiem un iestādēm (partneriem, konkurentiem),
 - ❖ par ekonomisko, sociālo un ekoloģisko stāvokli valstī un ārzemēs,
 - ❖ par juridiskajiem jautājumiem,
 - ❖ par zinātnes sasniegumiem;
- ekspertu spriedumi par objekta līdzšinējo attīstību un tā varbūtējiem attīstības ceļiem nākotnē.

Neapšaubāmi svarīga loma informācijas apkopošanā un apstrādē ir speciālistu praktiskajai pieredzei. Prognozēšanas procesa un informācijas sakarības var attēlot vienkāršotā shēmā, skat. 3.11. attēlu.



3.11. att. Prognozēšanas informācijas virziens

Turpmāk paskaidroti atsevišķi prognozēšanas etapi:

- *Pirms prognozēšanas etaps.* Prognozējamā objekta, mērķa un uzdevumu, prognozēšanas horizonta noteikšana.
- *Retrospekcija.* Etaps, kurā tiek pētīta prognozējamā objekta attīstība, prognozēšanas fons un iegūts to sistematizēts apraksts.
- *Prognozēšanas diagnoze.* Prognozējamā objekta attīstība, prognozēšanas fons un iegūts to sistematizēts apraksts.

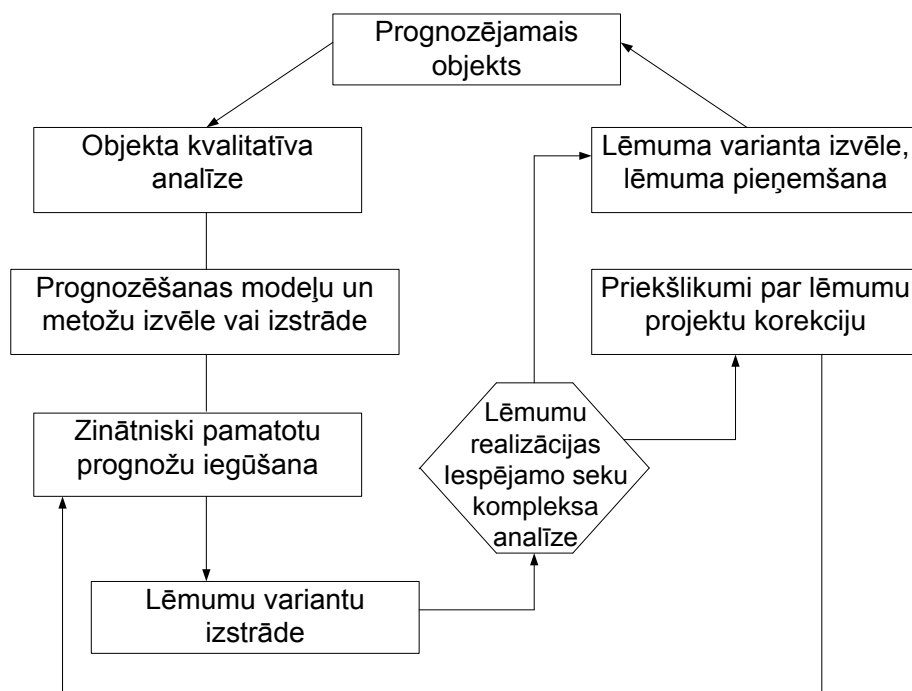
- *Prospekcija.* Prognožu izstrādāšana, balstoties uz prognozēšanas diagnozes rezultātiem.
- *Prognožu verificācija.* Prognožu ticamības un precizitātes vērtēšana.

Nepieciešamības gadījumos var realizēt prognožu korigēšanu jeb precizēšanu, piemēram, balstoties uz papildus pētījumiem un informāciju.

Viens no svarīgākajiem priekšnoteikumiem lietderīgu prognožu iegūšanai ir kvalitatīva pētāmā objekta analīze, kuras rezultātā ir jānoskaidro objekta īpatnības, būtiskākie objekta attīstības rādītāji, to dinamika, jāveic prognozēšanas fona (ārējo faktoru iedarbības) analīze. Būtiski apzināties objekta struktūru – objekta elementu saistību un iekšējo organizāciju. Objekta struktūras analīze var notikt divējādi:

- 1) detalizētu, atsevišķu elementu apvienošanas ceļā (agregēšana), ko biežāk lieto sarežģītu objektu gadījumā;
- 2) iedziļinoties struktūrā, pārejot no kopējiem rādītājiem jeb elementiem uz detalizētākiem (dezagregēšana).

Prognozēšanas rezultātu pamatotību nosaka arī kvalitatīva objekta analīze, atgriezeniskā ietekme uz pētāmo objektu (skat. 3.12. att.). Parasti lēmumus enerģētikā grūti izstrādāt un pieņemt vienā iterācijā, nepieciešams to veikt vairākās kārtās.



3.12. Prognozēšanas nozīme pētāmā objekta attīstībā

Pielietojot šādu procedūru iteratīvi, būtiski var uzlabot prognožu kvalitāti, saskaņojot pieņemamos lēmumus un minimizējot ar tiem saistītās negatīvās sekas nākotnē.

3.4. Prognozēšanas un tehniskā stāvokļa vadības pieeja (PHM)

Bojājumu nākotnes prognozēšana ir vissvarīgākā informācija apkalpošanas inženieru grupai, lai izvairītos no sistēmas dīkstāves [1]. Lai veiktu prognozēšanu elektriskām iekārtām, šajā gadījumā lielaudas transformatoriem, ir nepieciešama tieša saikne ar diagnostiku, jo transformatoru tehniskā stāvokļa un atlikušā ekspluatācijas laika prognozēšanu nav iespējams veikt bez sākotnējas bojājumu noteikšanas.

Lielākas daļas efektīvu diagnostikas un prognozēšanas tehnoloģiju izstrādāšanas un īstenošanas pamatā ir spēja noteikt bojājumus pietiekami agrā posmā, lai būtu laiks noderīgi izmantot šo informāciju. Bojājumu izolēšanā un diagnostikā bojājumu atklāšanas momentu uzskata par bojājumu klasifikācijas procesa sākumu sistēmas kontroles laikā. Stāvokļa un/ vai bojājumu prognozēšanas koncepcijas palīdz noteikt atlikušo derīgo ekspluatācijas laiku (darbības laika periodu no bojājumu atklāšanas momenta līdz degradācijas nepieņemamam līmenim). Ja bojājumu identificēšana ietekmē transformatoru ekspluatācijas laiku, tad arī bojājumu prognozēšanas modelim ir jāatspoguļo šī diagnostika. Ticamības robežu prasībām ir jābūt skaidri definētām bojājumu diagnostikai un prognozēšanai. Kopumā bojājumu noteikšanai un precizitātei diagnostikas līmenī ir jābūt noteiktai atsevišķi no prognozēšanas precizitātes.

Kā minimums, ir jāizmanto sekojošās varbūtības, lai norādītu bojājumu noteikšanas un diagnostikas precizitāti:

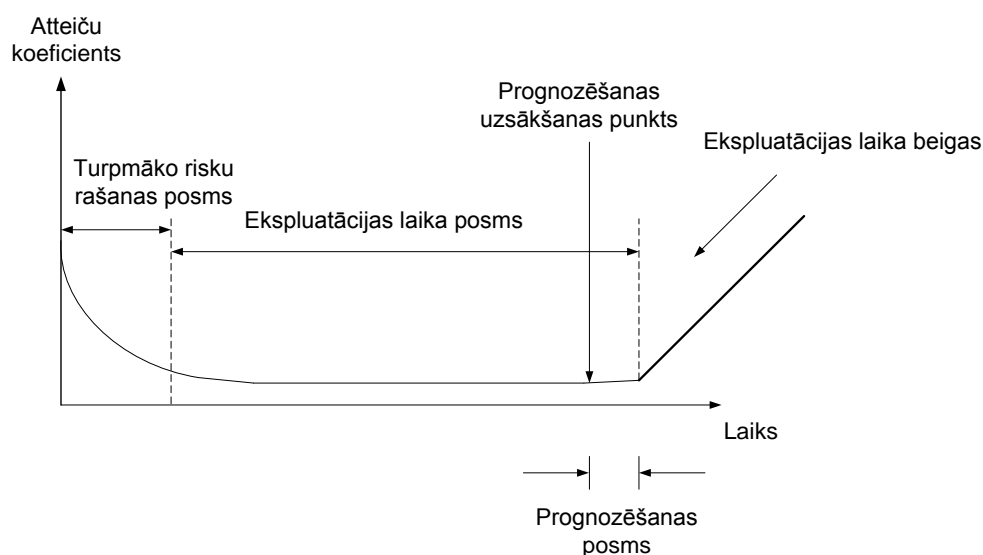
1. Anomāliju noteikšanas varbūtība, ieskaitot viltus trauksmes signālu līmeni un reālo bojājumu varbūtības statistiku;
2. Bojājumu diagnostikas varbūtība, izmantojot noteiktās ticamības robežas un sarežģītās prognozes.

Lai noteiktu prognozēšanas precizitātes prasības, izstrādātājam/ gala lietotājam vispirms ir jādefinē:

1. Stāvokļa degradācijas līmeni, kad darbības tiek uzskatītas par nepietiekamām vai nevēlamām šajā gadījumā.
2. Minimālais brīdinājuma laiks, lai nodrošinātu operatoru un apkalpošanas personālu ar nepieciešamo informāciju; laiks, kurā operators vai apkalpošanas personāls varēs paspēt kaut ko izdarīt, lai iekārtas netiktu sabojātas galīgi.

3. Varbūtības minimālais līmenis, ka atlikušais derīgs ekspluatācijas laiks būs vienāds vai lielāks par minimālo brīdinājumu laika līmeni.

Taču ikviens transformators var tikt attēlots kā tehniskais ekspluatācijas cikls, sākot ar pirmo dienu rūpnīcā, un to var redzēt kā raksturlīkni, lai parādītu tipisko atteižu uzvedību 3.11.attēlā, [44]. Parasti tiek pieņemts, ka elektriskām iekārtām ir nemainīga (un zema) atteižu likme (zems atteižu koeficients) lielākajā ekspluatācijas cikla daļā pēc sākotnējā atteižu perioda izbeigšanās. Atteižu (bojājumu) vislielāko lineāro pieaugumu iekārtas sastāvdaļas cieš ekspluatācijas perioda nobeiguma posmā. Parasti notiek, ka tādu iekārtas sastāvdaļu ekspluatācijas periods beidzas brīdī, kad nemainīgā atteižu likme sāk šo lineāro pieaugumu.



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

Lieljaudas transformatora ekspluatācijas laiks sastāv no trim laika periodiem, kā parādīts 3.13. attēlā. Citiem vārdiem sakot, šie periodi ir: agrs ekspluatācijas posms, derīgs ekspluatācijas posms un nolietojuma posms.

Agrā ekspluatācijas posmā bojājumi parasti notiek projektēšanas bojājumu, ražošanas bojājumu, uzstādīšanas bojājumu, nodošanas ekspluatācijā bojājumu un / vai darbības dēļ.

Derīgs ekspluatācijas posms – tas ir vidējais ekspluatācijas posms. Derīgs ekspluatācijas posms pastāv starp diviem iepriekš minētajiem posmiem – starp agru ekspluatācijas posmu un nolietojuma posmu. Derīgajā ekspluatācijas posmā atteižu likme ir nemainīga laika gaitā. Atteižu (bojājumu) likme ir līdzīga matemātiski apgrieztajam vidējam laikam starp atteicēm (bojājumiem).

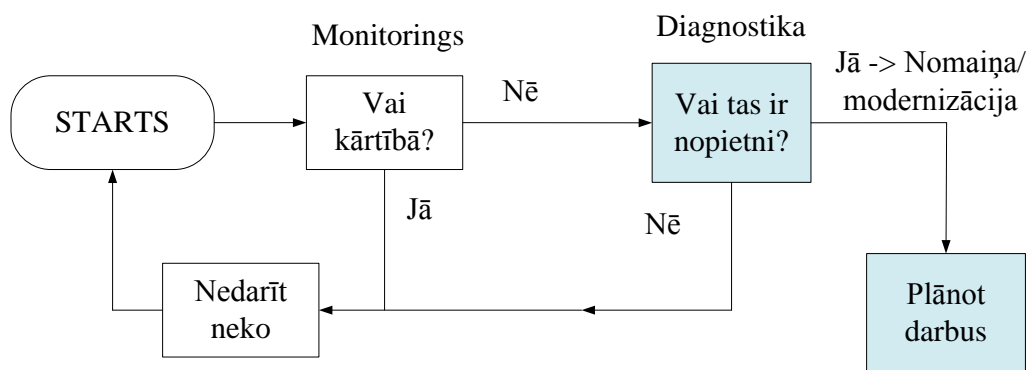
Nolietojuma posms ir vēlākais ekspluatācijas posms, kad iekārtas jauda samazinās nolietojuma un/ vai korozijas dēļ, materiālās īpašības kļūst sliktākās, izdevumi palielinājās. Transformatori jau nespēj nodrošināt pakalpojumu sniegšanu atbilstošajā līmenī. Transformatoru jauda kļūst arvien mazākā, un galu galā iekārtas tiek galīgi sabojātas. Ekspluatācijas laiks iekārtas nolietojuma posma sasniegšanai var ievērojami atšķirties. Bet daudzos gadījumos tas ir atkarīgs no tehniskās apkalpošanas un no tā, kā tehniska apkalpošana tika veikta.

Lieljaudas transformatora ekspluatācijas laika pagarināšana ir balstīta uz diagnostikas rezultātu un prognozēšanas metodikas izmantošanu. Diagnostikas rezultātu lielākā daļa var tikt iegūta kā mērījumu rezultāti, pielietojot elektriskos testus vai gāzes hromatogrāfisko analīzi (GHA). Reālā tehniskā stāvokļa ekspluatācijas pieejas (CBM) tehniskās apkalpošanas nākamo darbību apskatīšana ir atkarīga no transformatoru tūlītēja tehniskā stāvokļa un no bojājumu sākotnējās eksistēšanas.

Pašreizēja kontrole papildus diagnostikai dod labus rezultātus. Lai izvēlētos transformatora pareizu pašreizējo kontroli, ir nepieciešams noteikt atšķirību starp bojājumu atklāšanu un bojājumu diagnostiku.

Pirmais solis, ko var raksturot kā uzraudzību, ir vērsts uz simptomu noteikšanu vai nenormālu apstākļu pierādīšanu. Fundamentālais jautājums, uz kuru mums ir jāatbild, ir jautājums, vai situācija var tikt uzskatīta kā normālā situācija, vai nē. Šiem paņēmieniem ir jābūt rentabliem un pietiekami jutīgiem, un plašiem, lai noteiktu jebkādas iespējamās problēmas jau agrajā stadijā. Iepriekš minētas uzraudzības metodes ir jāpiemēro regulāri un, vēlams, nepārtraukti – „on-line” režīmā [29].

Otrais solis ir diagnostika, kad nenormālā (ārkārtējā) situācija tiek izpētīta, lai noteiktu bojājumu veidu, šīs problēmas nopietnību un, kādas korektīvas darbības ir jāuzsāk problēmas risināšanai. Diagnostikas pasākumi ir jāveic visās vienībās, kuras tiek uzskatītas par "nenormālajām" (ārkārtējām). Šis pamatojums tiek atspoguļots diagrammā, ko var redzēt 3.14. attēlā.



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

Šī atšķirība starp uzraudzību un diagnostiku ļauj precīzāk definēt prasības sistēmas ideālajai uzraudzībai un diagnostikai: ir jānodrošina bojājumu noteikšanas plašs aptvērums, bet nav obligāti pilnībā jāaptver sistēmas stāvokļa diagnostika un novērtējums. Tas būtu nepraktiski izmantot visas metodes tehniskā stāvokļa diagnostikai un novērtēšanai uz katra lieljaudas transformatora.

3.5. Prognozēšanas (PHM) un reālā tehniskā stāvokļa ekspluatācijas pieejas (CBM) mijiedarbība un defektu prognozēšana

Defektu diagnostika atšķirībā no mazāk zināmās ekspluatācijas metodes (nozares), tādas kā prognozēšanas, ir nopietni pētīta pēdējos desmit gados. Šī nozare tika pētīta ar mērķi noteikt defektu (atteici) vai anomālijas stāvokli. Svarīgi, lai novērtēšana būtu ļoti precīza un varētu noteikt sistēmas defektīvu objektu, mezglu, vai tās tehnisko stāvokli, un vienoties par iespējamo neatbilstības pakāpi vai ietekmi uz energosistēmas veselumu.

Prognozēšana ir plašs jēdziens, kas aptver visu prognožu izstrādāšanas procesu. Prognoze ir zinātniski un praktiski pamatots spriedums par pētāmā objekta iespējamajiem stāvokļiem nākotnē, par to sasniegšanas alternatīvajiem ceļiem un termiņiem.

Prognozēšanas ir likumsakarību, varbūtējo situāciju prognozēšanas metodes, perspektīvo problēmu, pretrunu, attīstības mērķu noteikšana un pētīšana un, pamatojoties uz šīs analīzes rezultātiem, optimālu tehnisko lēmumu pieņemšana.

Diagnostikas algoritms pieprasa masīvu datu bāzi ar datu savākšanu no dažādiem sensoru komplektiem. Informācija iegūta, nākotnes vai stāvokļa rādītāju formā, no datu bāzēm un pielietojama kā sākotnējā, lai diagnosticēt kārtējo, kura mērķis ir informēt par sagaidāmo nākotnes stāvokli.

Transformatoru ekspluatācijas „CBM” pieejā pielietojamā diagnostika un tehniskā stāvokļa prognozēšana ietver integrēto sistēmu, kas sastāv no sekojošiem moduļiem [44]:

1. Tehnisko palīgrīku komplekts un attiecīgās ekspluatācijas pieejas piemērošana, lai krātu un apstrādātu avārijas procesu datus un izmaiņu tendenci;
2. Atteiču veidu un efektu kritiskā analīzes („FMECA”) modulis, kas nosaka gan prioritāti pēc notikuma biežuma, maziespējamo atteiču veidiem, gan sistemātisku efekts-cēlonis-iesmesls sakarību;
3. Darbības veida identifikācijas kārtība, kura nosaka īsto energosistēmas darbības statusu un savstarpēji saistīto defekta veida īpašību (sakarību) ar darbības stāvokli;
4. Turpmāko tehnisko risinājumu pieņemšanas modulis, kas izvēlas un ieguva prognozējamā vai esošā stāvokļa radītājus no sākumdatiem, izmantojot diagnostikas moduli;
5. Diagnostikas modulis – diagnostiķi – novērtē cauri „online” mērījumiem kritisku transformatoru mezglu (objekta atsevišķu daļu) īsto stāvokli;
6. Prognozēšanas modulis – prognozes analizators - izpēta energosistēmas defektēto transformatoru un nosaka atlikušo lietošanas laiku;
7. Pēdējais integrētās sistēmas modulis – ekspluatācijas plānotais – kura uzdevums ir plānot ekspluatāciju bez nelabvēlīgas sistēmas funkcionalitātes ietekmes, kur transformators (objekts) ir tikai viena energosistēmas vienība.

Ir svarīgi saprast atšķirību starp defektu/bojājumu diagnostiku un atteiču 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.

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

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

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

CBM/PHM sistēmas izstrādātājiem jāievēro sistēmas lietotāju nosacījumi un jāaskaņo 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 apkārtējās vides prasībām.

Ekspluatācijas pieeju CBM/PHM sistēmas prasību uzskaitījums:

- CBM/PHM sistēmai jānodrošina uzlabotu ekspluatāciju, drošumu un samazinātu kritisko objektu darbības un uzturēšanas izmaksas;
- CBM/PHM sistēmai ir jābūt izveidotai kā atvērtai sistēmai, lai maksimāli atvieglotu sistēmas un komponentu izmaiņu, jauninājumu un nomaiņu, kamēr minimizēšanas sistēma/process koordinē izmaiņas;
- CBM/PHM sistēmai ir jābūt tieši kontrolējamai;
- CBM/PHM sistēmas ticamības, pieejamības, uzturamības un ilgmūžības prasībām ir jābūt izpildītām. Piemēram: ilgmūžības prasības definē nozīmes laiku starp CBM/PHM sistēmas atteicēm ilgāku par „x” stundām;
- Uzraudzības monitoringa prasības ir: kādi defekti, monitorings, izpausme, sakari un tipi/protokoli. Tām ir jābūt saistītām ar attiecīgiem procesiem;
- Struktūras un apkārtējās vides prasības;
- Izmaksu prasības;
- Lietotāja prasības (displejs/izpausme, grafiski lietojams interfeiss, tehniskie nominālie dati un t.t.);
- Savienojamības prasības ar eksistējošu aparatūru;

CBM un PHM tehnoloģijas strauji attīstās, to iespējamās pielietošanas jomas paplašinās, un šo tehnoloģiju klientu bāzes pieaug ar fenomenālo ātrumu. Kaut gan sākotnēji tās tika domātas iekārtas gala lietotājam, kas veic iekārtas tehnisko apkalpošanu, tāpat

būtiskas priekšrocības no iepriekš minēto tehnoloģiju ieviešanas var saņemt arī operators, procesa vadītājs vai nodaļas priekšnieks, kā arī iekārtas projektētājs. Lai aprēķinātu sistēmas atlikušo derīgu ekspluatācijas laiku vai atlikušo laika periodu līdz sistēmas sabojātās sastāvdaļas pilnīgai kļūmei, ir nepieciešams precīzi noteikt sistēmas stāvokli, un bez viltus trauksmes signāliem un gaidāmiem vai sākotnējiem bojājumiem [13].

Atteiču režīmu un seku kritiskuma analīze (FMECA) veido pamatu CBM/ PHM labajai projektēšanai. 3.15. attēlā varam apskatīt galvenos moduļus ar integrētu pieeju CBM/ PHM sistēmu projektēšanai, ar sistēmas pamata komponentiem. FMECA zinātne pēta:

- iespējamās atteices veidus;
- atteices sastopamības biežumu;
- atteices testējamību;
- diagnostikas un prognozēšanas algoritmus, kas ir vislabāk piemēroti, lai novērstu konstatētus kļūmes veidus.

Jauni dati par bojājumiem var tikt pieprasīti vairākos gadījumos, jo tie ir nepieciešami diagnostikas un prognozēšanas programmu apmācībai un pārbaudei, kā arī gadījumā, ja vēsturiskie dati, kas tika apkopoti, izmantojot „on-line” sistēmas uzraudzību vai testēšanu, nav pietiekami vai neeksistē.

Divi faktori, iespējami naudas zaudējumi un atteices ietekme, ir jāapskata sakarā ar atteices sekām. Iespējami naudas zaudējumi C (izmaksas) ietver iespējamās izmaksas transformatora remontdarbu vai nomaiņas veikšanai (tai skaitā tehnoloģijas, materiāli, inventārs utt.), blakus iekārtas bojājumus un zaudētus ieņēmumus, kā arī jebkuras citas specifiskas iespējamās izmaksas (piemēram, paaugstinošie transformatori ģeneratoram, zaudētie ieņēmumi var tālu pārsniegt jebkuras un visas citas izmaksas) [24].

Atteices ietekmei būtu jāiekļauj ietekme uz sistēmas stabilitāti un uzticamību SI , un ietekmi uz kritiskiem klientiem CI . Tā kā ietekme uz sistēmas stabilitāti un uzticamību SI ir atkarīga no transformatora jaudas un energosistēmas konfigurācijas, sistēmas plānošanas un darbības inženieri noteic SI . Vairumā gadījumu enerģijas praksē SI reizinātāju diapazons ir no 1,0 līdz 1,5, un CI ir no 1,0 līdz 1,25, bet tas ir atkarīgs no klientu nozīmes.

$$CF = C \cdot SI \cdot CI, \quad (3.11)$$

kur CF – atteices sekas;

C – iespējamie naudas zaudējumi;

SI – ietekme uz sistēmas stabilitāti un uzticamību;

CI – klientu ietekme.

Lai noteiktu atteices iespējamību diagnostikas un prognozēšanas nozarē izmanto dažādas metodes un kritērijus, lai noteiktu galveno ideju. Viens no tiem ir aprakstīts zemāk un tas sastāv no sešiem faktoriem [26, 49]:

$$PF = pf_1 + pf_2 + pf_3 + pf_4 + pf_5 + pf_6, \quad (3.12)$$

kur pf_1 – indekss norobežošanas testiem;

pf_2 - indekss pakalpojuma vecumam;

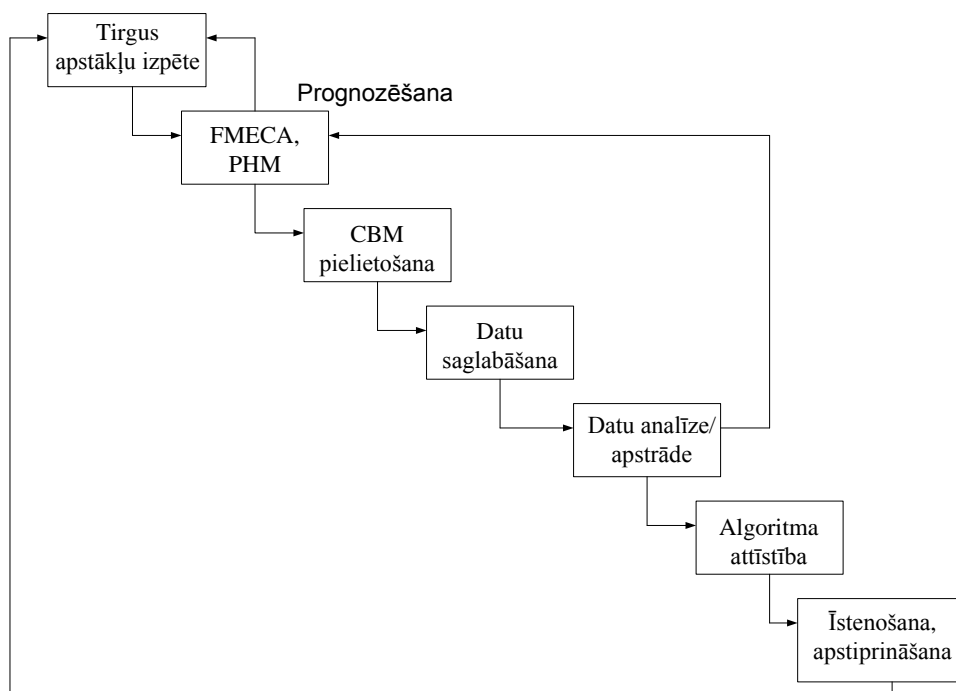
pf_3 – indekss ierakstu darbībām;

pf_4 – indekss darbībām apkārtējā vidē;

pf_5 – indekss kļūmes ierakstiem;

pf_6 - indekss GHA ierakstiem.

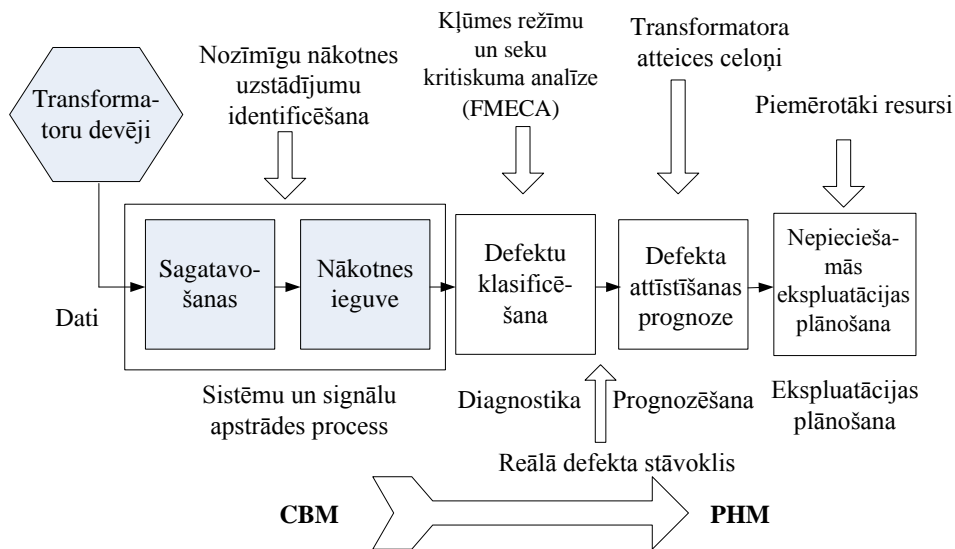
Indeksiem tiek piešķirts noteikts relatīvais īpatsvars un kopējā atteices iespējamība aprēķinās, līdzīgi kā transformatora tehniskā stāvokļa indekss. Indeksu relatīvā īpatsvara piesavināšana notiek, pamatojoties uz sistēmas/transformatoru atteices statistikas datiem. Šo jautājumu atrisināšanai un novienkāršošanai izmanto 3.15. attēlā piedāvātu algoritmu [44].



3.15. att. Eksploatācijas pieeju CBM/PHM mijiedarbības algoritms

CBM / PHM „off-line” fāzes sagatavošanas un „on-line” fāzes īstenošanas struktūra tiek attēlota 3.16. attēlā, [44]. „Off-line” fāze sastāv no nepieciešamiem iepriekšējiem pētījumiem, kas jāveic „off-line” režīmā, līdz CBM „on-line” fāzes īstenošanai. „Off-line” fāze ietver noteiktas funkcijas, kas ir ļoti svarīgas, lai novērtētu transformatora stāvokli, FMECA, lai savāktu datus no mantotās sistēmas par transformatora bojājumiem un par pieejamiem darba resursu parametriem, lai veiktu tehniskās apkalpošanas darbības.

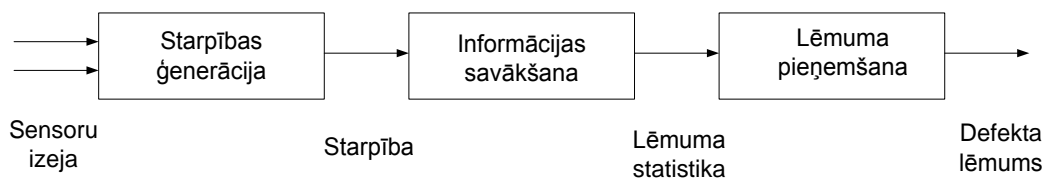
„On-line” fāze ietver datu no sensoriem iegūšanu, pirmapstrādes signāla iegūšanu, funkciju noteikšanu, kuras ir svarīgas pašreizējā statusa vai bojājumu apstākļu definēšanai, kā arī bojājuma noteikšanu un klasifikāciju, bojājuma attīstības prognozēšanu un nepieciešamas tehniskās apkalpošanas plānošanu.



3.16. att. Ekspluatācijas pieeju mijiedarbības cikls

Ekspluatācijas pieeju TBM/CBM uzlabošanai papildus paņemta pielietošanā CBM/PHM sistēma un izstrādātas, lai apmierinātu daudzus mērķus, sniedzot noderīgu informāciju vairākiem potenciālajiem gala lietotājiem: tehniskās apkalpošanas darbiniekiem, operatoriem, procesa vadītājiem vai nodaļu priekšniekiem, kā arī sistēmas projektētājiem. Sevišķi, CBM/PHM sistēma palīdz tehniskās apkalpošanas darbiniekiem noteikt "optimālo" laika periodu, lai veiktu tehnisko apkalpošanu, ņemot vērā daudzus ierobežojumus, kas atkal dot iespēju pielietot uzlabotu TBM pieeju.

Defektu noteikšanas un identifikācijas (DNI) stratēģija (3.17. att.) bija attīstīta pēdējos gados un atrada plašu pielietojamību dažādās lietošanas sfērās [44].



3.17. att. Galvenā DNI struktūra

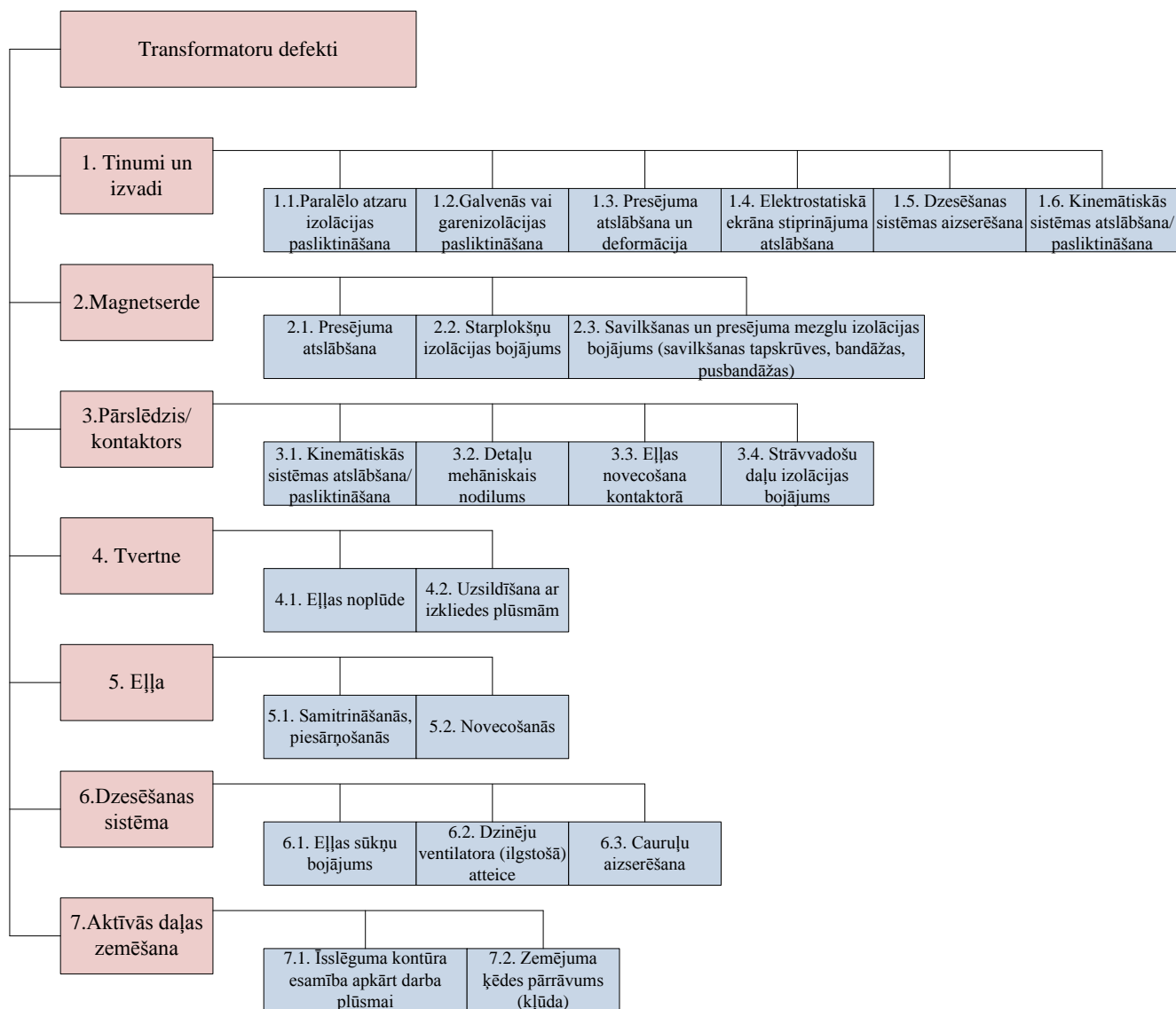
Normāli, sistēmas izveidotāji pieņem nemainīgu atteicu koeficientu elektroniskiem vai vienkāršiem laboratorijas testēšanas datiem, nozīmes laika noteikšanai starp atteicēm (NLSA).

Prognozēšana (defektu) tā ir spēja prognozēt (iepriekš noteikt) pareizi un precīzi atlikušo ekspluatācijas laiku sabrukšanas komponentēm vai apakšsistēmām. Tas ir Ahileja papēdis priekš CBM un PHM sistēmas un izsaka galvenos izaicinājumus CBM/PHM sistēmas izstrādātājiem, un tāpēc pirmkārt ir saistīta ar lielām šaubām. Defekta attīstīšanas ilglaicīga prognozēšana līdz robežai, var prasīt atteicu nozīmes un cēloņus, lai attēlotu un pārzinātu piemītošās šaubas. Defekta izšķiršanai, CBM/PHM sistēmai ir jāpierāda defekta izšķiršanas „x” procentu koeficients vienai vai sarežģīto sistēmu kopai. Parasti tas ir 2% no atklātiem defektiem. Defekta identificēšanai prasības var būt noteikti, kā daļējā defekta iedarbība uz darbojošās sistēmas raksturlīkni. Kļūdas signalizācijas koeficientam CBM/PHM sistēmai ir jāpierāda nozīmes darbības robežas starp kļūdainas signalizācijas nostrādes reizēm.

Defektu prognozēšanas prasības:

- Draudošās sistēmas defekta prognozēšana ir jābūt ar 90% - 98% precizitāti.
- CBM/PHM prognozēšanas modulim jāprognozē defekti komponentēm ar ierobežoto pielietojuma laiku uz detaļu ar 10% nomaiņas cikla apmaiņu.

Lai varētu prognozēt defektu mums ir jāzina to raksturojums un parādības, skat. 3.18. attēlu [80].



3.18. att. Transformatora defektu raksturojums

Rekomendēti [44] kritēriji un nepieciešama informācija visaptverošām specifiskām pieejām ir apkopota 3.13. tabulā. Tabulā ietvertā informācija ir no optimizētā algoritma pieredzes, kas bāzēts pamatotām metodēm.

Uz kritēriju pamatotā metode nodrošina tehniski visaptverošo pieeju, kura tradicionāli tika pielietota, lai saprastu defekta komponentes un tipa progresiju. Fiziski pamatotā modeļa rīks var nodrošināt nozīmi bojājuma aprēķināšanai līdz kritiskai, kā darbības stāvokļa funkcija un kumulatīva efekta vērtēšanu pielietojamā laika posmā.

Prognozēšanas precizitāte

Kritērijs	Pieredzes pamatota	Evolūcijas	Fiziski pamatota
Inženierzinātnes modelis	Nav prasīts	Pielietojams	Prasīts
Atteiču vēsture	Prasīts	Nav prasīts	Pielietojams
Pēdējo darbību nosacījumi	Pielietojams	Nav prasīts	Prasīts
Pašreizējs stāvoklis	Pielietojams	Prasīts	Prasīts
Defekta veida identifikācija	Nav prasīts	Prasīts	Prasīts
Ekspluatācijas vēsture	Pielietojams	Nav prasīts	Pielietojams

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 tehnokonomisku maksimumu pateicoties CBM/PHM pieejas pielietošanai. Tās iespējas vai nespējas izšķir iekārtu, datus, metodes.

4. TRANSFORMATORU TEHNISKĀ STĀVOKĻA RISKĀ PAKĀPES NOTEIKŠANA

4.1. Riska izvērtēšanas nepieciešamība

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. Lai samazinātu šo risku ietekmi, ir jābūt skaidri zināmam, kāds transformators tiek ekspluatēts un kāda tam ir tehniskā vēsture. Risks – komplekss jēdziens, kas aptver atteices (avārijas) varbūtību un šī notikuma izraisīto nevēlamo seku apjoma novērtējumu. Tādēļ nepieciešams zināt potenciālos riskus:

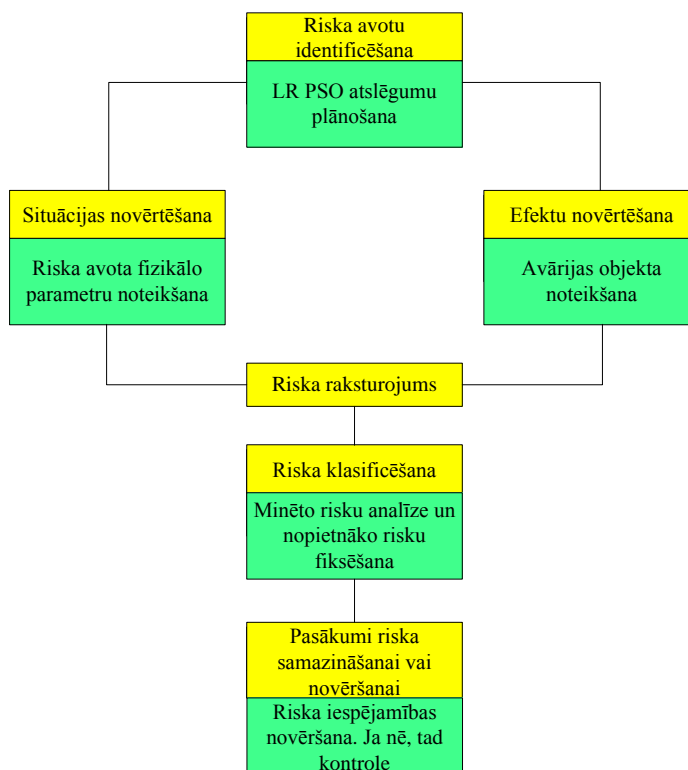
- Īstermiņa riski:
 - b) Galvenais risks īstermiņa bojājumiem ir dielektriskās izturības samazināšanās iespējamās gāzes burbuļu esamības dēļ zonā ar augstu elektrisko spriegumu, t.i. tinumos un vados. Šie burbuļi var veidoties papīra izolācijā, kad karsto vietu temperatūra pēkšņi pieaug virs kritiskās temperatūras, kura ir aptuveni no 140 °C līdz 160 °C transformatoram ar normālu mitruma sastāvu. Šī kritiskā temperatūra kādu laika periodu nedaudz samazinās, palielinoties mitruma koncentrācijai. Gāzes burbuļi var veidoties arī (eļļā vai cietā izolācijā) pie smagu metālisku daļu virsmām, ko sakarsē noplūdes plūsma vai izveido serdes pārsātinājums. Tomēr tādi burbuļi parasti veidojas zema elektriskā sprieguma zonās, un tiem jācirkulē zonās, kur spriegums ir augstāks, pirms rodas dielektriskās izturības būtiska samazināšanās. Neizolētas metāliskās daļas, kurām nav tieša termiskā kontakta ar galveno organisko vielu - izolāciju, bet kas saskaras ar eļļu transformatorā, var ātri pieaugt līdz augstai temperatūrai. Temperatūra nedrīkst pārsniegt 180 °C.
 - c) Īslaicīga mehānisko īpašību pasliktināšanās pie augstākām temperatūrām var samazināt īsslēguma izturību.
 - d) Spiediena rašanās caurvadizolatoros var izraisīt bojājumu eļļas noplūdes dēļ. Gāzu veidošanās caurvadizolatoros var notikt arī, ja izolācijas temperatūra pārsniedz aptuveni 140 °C.
 - e) Eļļas izplešanās var izraisīt eļļas pārplūšanu konservatorā.
 - f) Pārmērīgi lielu strāvu ieplūšana pakāpjslēdzī varbūt bīstama.
- Ilgtermiņa riski:

- a) Vadu izolācijas mehānisko īpašību uzkrājoša termiskā pasliktināšanās paātrināsies pie augstākām temperatūrām. Ja šī pasliktināšanās izplatās pietiekami tālu, tas var saīsināt transformatora efektīvo mūžu, it īpaši, ja transformators tiek pakļauts sistēmas īsslēgumiem.
- b) Citi izolācijas materiāli, kā arī struktūras sastāvdaļas un vadi arī var ciest no novecošanas pie augstākas temperatūras.
- c) Pakāpjslēdža kontaktu pārejas pretestība var palielināties pie paaugstinātām strāvām un temperatūrām, un nopietnākos gadījumos var notikt termiskā sabrukšana.
- d) Blīvju materiāls transformatorā pie paaugstinātām temperatūrām var palikt trauslāks.

Īstermiņa risks parasti izzūd pēc slodzes samazināšanas līdz normālam līmenim, bet no drošuma viedokļa tam var būt būtiskāka ietekme nekā ilgtermiņa efektiem. Slodzes spēju var ierobežot kā ar īstermiņa, tā arī ar ilgtermiņa ietekmi.

4.2. Riska novērtēšanas sistēma

Riska novērtēšana – process, kura laikā tiek kvalitatīvi un kvantitatīvi novērtēti, kā risks, kas iestājas no transformatorā pastāvošām briesmām ietekmē turpmāku ekspluatāciju. Shematiski galvenos riska novērtēšanas soļus var attēlot šādi, 4.1. attēlu [25].



4.1. att. Riska novērtēšanas metodoloģija

Ļoti svarīgi saprast, ka riska faktoru novērtēšana, izpēte un tehniskā stāvokļa prognozēšana, ir realizējama tikai pateicoties iepriekš sakrātiem diagnostikas datiem, tā saucamai „transformatora vēsturei”, kas savukārt veidojusies profilaktisko pārbaužu gaitā gadu gadiem. Prognozējot transformatora atlikušo ekspluatācijas laiku, svarīgi atcerēties, ka slēdziens ir jāpieņem ne tikai par transformatora vispārējo tehnisko stāvokli, bet arī par atsevišķu sistēmu un mezglu stāvokli. Riska faktoru noteikšanas un tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) novērtēšana ir ļoti cieši saistītās izvērtēšanas metodoloģijas, kas gala rezultātā dod informāciju par turpmākām tehniski-ekonomiskām rīcībām.

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, skat. 4.1. tabulu. Kopumā risks ir definēts kā divu parametru rezultāts: dīkstāves varbūtība un tās sekas.

4.1. tabula

Riska pakāpes un nepieciešamie pasākumi to novēršanai vai samazināšanai

Riska pakāpe	Nepieciešamie pasākumi
NENŌZĪMĪGS RISKS (I)	Speciāli tehniskie pasākumi nav nepieciešami.
PIEŅEMAMS RISKS (II)	Speciālie tehniskie pasākumi nav nepieciešami, bet ieteicams izvērtēt kādi pasākumi būtu veicami ar minimāliem materiāliem ieguldījumiem.
CIEŠAMS (III)	Nepieciešami pasākumi riska samazināšanai, bet tie nav jāveic nekavējoties. Jāņem vērā iespējamās atteices sekas.
NOZĪMĪGS RISKS (IV)	Jārisina jautājums par turpmākās ekspluatācijas pārtraukšanu, kamēr netiks padarīti tehniskie novēršanas vai uzlabošanas pasākumi.
NEPIEĻAUJAMS RISKS (V)	Nekavējoties jāveic tehniskie pasākumi riska (atteices) samazināšanai vai novēršanai.

Papildus tehniskā stāvokļa indeksa (TSI) vērtībai pielietojama, tā saucamā, riska novērtēšanas matrica. Riska pakāpe tiek noteikta, iepriekš nosakot potenciālo risku sekas un iespējamību, 4.2. 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”. Riska iespējamība ir atkarīga no daudziem tieši neietekmējošiem faktoriem.

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)	NEPIEĻAUJAMS 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, sakarā ar transformatora tehniskā stāvokļa uzturēšanu. Tam dēļ izstrādāts preventīvo pasākumu apjoms, 4.3. tabulā

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 (Kabs) un dielektrisko zudumu (tgδ) sakarība (korelācija), transformatoru grupas stāvokļa relatīvā svara (līmeņa) noteikšana);
- pierādīts, ka transformatoram ar ekspluatācijas laiku, kas pārsniedz 25 gadu, pastāv lineāra pozitīvā korelācija starp Kabs un tgδ 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. Polischook, 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.