МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання курсового проекту
з дисципліни «Інженерне проектування електричних машин та трансформаторів»
для студентів спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(освітня програма «Програмні засоби електричної інженерії»)
усіх форм навчання

2022

Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Інженерне проектування електричних машин та трансформаторів» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма «Програмні засоби електричної інженерії») усіх форм навчання. / Укл. : Т. П. Солодовнікова, І. М.Коцур, І.Д. Галушко, Г.В. Дьомічева. – Запоріжжя: НУЗП, 2022. – 62 с.

Укладачі: Т. П. Солодовнікова, старш. викл.,
І. М.Коцур, доцент,
І. Д. Галушко, зав. лаб.,
Г. В. Дьомічева, зав. лаб.

Рецензент Д. С. Яримбаш, проф., доктор техн. наук.

Відповідальний за випуск О.О. Чмут, провідний фахівець

Затверджено
на засіданні кафедри
«Електричні машини»
Протокол № 10
від 12.05.22 р.

Рекомендовано до видання
НМК Електротехнічного
факультету
Протокол № 2
від 02.06.2022 р.

ЗМІСТ

Вступ. 4
1 Мета та задачі курсового проекту. 5
2 Завдання, обсяг та зміст курсового проекту. 6
2.1 Технічне завдання. 6
2.2Обсяг курсового проекту 6
2.3 Зміст курсового проекту. 7
3 Методичні вказівки за розділами курсового проекту. 8
3.1 Визначення основних електричних величин. 8
3.2 Розрахунок основних розмірів трансформатора. 8
3.3 Розрахунок обмоток. 11
3.4 Розрахунок параметрів короткого замикання. 12
3.5 Розрахунок магнітної системи. Розрахунок параметрів неробочого ходу. 14
3.6 Тепловий розрахунок та розрахунок системи охолодження. . 16
3.7 Визначення маси активної частини, конструкційних матеріалів та масла трансформатора. 18
3.8 Опис конструкції трансформатора 19
3.9 Висновки 19
4 Допоміжне устаткування трансформатора. 22
4.1 Розширник. 22
4.2 Покажчики рівня масла. 24
4.3 Газове реле. 27
4.4 Термосифонний фільтр. 29
4.5 Повітроосушник. 31
4.6 Запобіжний клапан та викидна труба. 32
4.7 Трансформатори струму убудовані. 34
4.8 Уводи. 36
4.9 Манометричний термометр. 41
5 Вказівки з оформлення пояснювальної записки 43
6 Питання до захисту курсового проекту. 46
Перелік джерел посилання. 48
Додаток А. Початкові дані до курсового проекту 49
Додаток Б. Габаритні та установочні розміри трансформаторів. . . 56
Додаток В. Креслення силових трансформаторів 58

ВСТУП

Дисципліна «Інженерне проектування електричних машин та трансформаторів» у відповідності з навчальним планом вивчається студентами спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання.

У розділі дисципліни «Інженерне проектування електричних машин та трансформаторів», присвяченому проектуванню силових трансформаторів, автотрансформаторів та реакторів детально розглядаються особливості конструювання та розрахунків параметрів та характеристик основних конструктивних складових трансформатора. В цих методичних вказівках наведено: основні розділи, які повинен включати в себе курсовий проект; рекомендації зі змісту розділів та рекомендації з вибору допоміжного обладнання трансформаторів.

При роботі над матеріалом дисципліни необхідно користуватись конспектом лекцій, підручниками (с. 48) та методичними вказівками. Під час опрацювання та підготовки до здачі курсового проекту обов’язково треба звернути увагу на питання для самоперевірки. Якщо відповіді на ці питання становлять труднощі, необхідно відповідну тему опрацювати за іншими підручниками або звернутися за консультацією до викладача.

Прийом курсового проекту здійснюється комісією, в склад якої входить керівник курсового проекту, лектор та викладачі. До захисту допускається курсовий проект оформлений за ДСТУ 3008-2015 перевірений та підписаний керівником проекту. Студент повинен підготувати доповідь на 8-10 хвилин та ґрунтовні відповіді на питання для самоперевірки.

1 МЕТА ТА ЗАДАЧІ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Мета виконання курсового проекту: поглиблене вивчення матеріалу з розділу «Трансформатори» [1, 2]; засвоєння основних принципів, особливостей та інженерної методики проектування сучасних двох- та триобмоткових трансформаторів на базі використання новітніх досягнень в галузі розрахунку та виробництва трансформаторів; підготовка студентів до самостійного вирішення інженерних задач при конструюванні, проектуванні, виробництві та експлуатації трансформаторів.

Методичні вказівки призначені для професійної підготовки спеціалістів та магістрів до практичної діяльності.

Задачі курсового проекту

Для досягнення вказаної мети в процесі навчання студентам необхідно поглиблено вивчити наступні розділи дисципліни:

- конструкція окремих вузлів трансформаторів;
- методика попереднього розрахунку трансформатора та вибір оптимального варіанту згідно завданню на проект;
- методика повного розрахунку трансформатора.

Робота над курсовим проектом повинна допомогти студентам опанувати проектування основних вузлів трансформатора з урахуванням нових активних ізоляційних та конструкційних матеріалів, сприяти ознайомленню з досвідом трансформаторобудівних заводів в галузі проектування та виготовлення трансформаторів з урахуванням останніх досягнень, кращих технічних рішень у вдосконаленні трансформаторів.

2 ЗАВДАННЯ, ОБСЯГ ТА ЗМІСТ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

2.1 Технічне завдання

Курсовий проект (КП) з проектування трансформаторів студенти виконують відповідно із завданням, яке видасться керівником проекту.

Завдання включає в себе: тип трансформатора; номінальну потужність; номінальні напруги обмоток; схеми та групу з'єднань обмоток; напругу короткого замикання (КЗ); втрати КЗ; втрати неробочого ходу (НХ); струм НХ; матеріал обмоткового проводу – мідь або алюміній, режим навантаження – довготривалий; характер розміщення – внутрішнє або зовнішнє.

В таблицях А1, А2 **додатку А** наведені варіанти технічних завдань на курсовий проект. Завдання підібрані таким чином, що курсовий проект разом із дипломним проектом складає єдину систему взаємопов'язаних проектів, які послідовно ускладнюються.

2.2 0бсяг курсового проекту

Курсовий проект з проектування трансформатора складається з розрахункової та графічної частин.

Розрахунковою частиною є пояснювальна записка (45-50 сторінок), розроблена на комп'ютері та перевірена керівником проекту перед роздрукуванням, яка оформлюється згідно з вимогами ДСТУ 3008-2015 [8].

Оформлення рисунків пояснювальної записки та креслень може бути комп'ютерним. Графічна частина проекту складається з двох листів креслень формату А1: на першому листі подається загальний вигляд трансформатора (2-3 види, які дозволяють скласти уявлення про конструктивні особливості трансформатора); на другому – окремі вузли (магнітна система, активна частина, обмотки та інше) та деталі трансформатора згідно з вказівками керівника проекту.

Правила оформлення пояснювальної записки та креслень докладно із прикладами надано в комп'ютерному вигляді в комп'ютерному класі кафедри «Електричні машини» (аудиторія 268).

2.3 Зміст курсового проекту

Таблиця 2.1 – Складові курсового проекту та терміни їх виконання

№	Найменування розділу	Об-сяг, %	Час виконання, годин	Термін виконання, тижні
1	Визначення основних електричних величин	2	1	1
2	Розрахунок основних розмірів	7	4	3
3	Розрахунок обмоток	15	8	4
4	Розрахунок КЗ: визначення втрат розрахунок напруг визначення механічних сил, наруг та нагрівання обмоток при КЗ	 5 5 5	 3 3 3	 5 6 6
5	Розрахунок магнітної системи: заключний розрахунок магнітної системи розрахунок параметрів неробочого ходу	 8 4	 4 3	 7 8
6	Розрахунок ККД трансформатора	2	1	9
7	Тепловий розрахунок та розрахунок системи охолодження	7	4	9
8	Визначення маси активної частини, конструкційних матеріалів та масла трансформатора	2	1	10
9	Розробка конструкції трансформатора та її описання з урахуванням економії природних ресурсів та охорони навколишнього середовища	8	5	10
10	Виконання креслень та оформлення пояснювальної записки	30	16	12
	Усього	100	56	12

Захист курсового проекту планується на 12 - 13 тижні.

3 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ЗА РОЗДІЛАМИ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

3.1 Визначення основних електричних величин [1, гл. 3-4]

3.1.1 Розрахунок лінійних та фазних напруг та струмів обмоток

Розрахунок трансформатора почати з визначення основних електричних величин: потужності на фазу та стрижень; лінійних та фазних струмів згідно зі схемами з'єднання обмоток високої напруги (ВН), середньої напруги (СН) та низької напруги (НН), фазних напруг обмоток.

3.1.2 Вибір випробувальних напруг обмоток

За класами напруг обмоток обрати випробувальні напруги, після чого визначити конструкцію та мінімально припустимі ізоляційні відстані головної та подовжньої ізоляцій. За обраними даними накреслити ескіз ізоляції трансформатора [1, рис. 4.6 або 4.7]

3.1.3 Розрахунок активної та реактивної складових напруги короткого замикання

Розрахунок активної та реактивної складових напруги короткого замикання провести за початковими даними на проектування: потужністю трансформатора та втратами короткого замикання.

3.2 Розрахунок основних розмірів трансформатора [1, гл. 2-4]

3.2.1 Вибір схеми, конструкції та технології виготовлення магнітної системи

Обрати плоску стрижньову або бронестрижньову (в залежності від габариту) конструкцію магнітної системи, схему шихтування та способи скріплення стрижнів та ярем в залежності від потужності трансформатора та класу напруги обмотки ВН за [1, 2].

3.2.2 Вибір марки та товщини листів сталі та типу ізоляції пластин, індукції в магнітній системі

Вибрати марку сталі та товщину листів. За потужністю трансформатора визначити число ступенів в перерізі стрижнів та ярем, обрати коефіцієнти круга та заповнення круга з урахуванням подовжніх

каналів, розрахувати коефіцієнт заповнення сталлю. Задатись індукцією в стрижні та, враховуючи коефіцієнт посилення ярма, визначити індукцію в ярмі; розрахувати індукцію в косому стику.

За відомими індукціями обрати питомі втрати в сталі та питомі намагнічуючі потужності в стрижнях, ярмах та стиках магнітної системи. Обрати, в залежності від конструктивних та технологічних факторів, коефіцієнти збільшення втрат та реактивної потужності трансформатора.

3.2.3 Попередній вибір конструкції обмоток [1, гл. 5]

За [1 табл. 5.8] обрати конструкцію обмоток, враховуючи технологічні обмеження, основні достоїнства та недоліки конструкції, матеріал обмоток та межі використання за: потужністю трансформатора, струмом на стрижень та напругою.

3.2.3 Попередній розрахунок трансформатора та вибір співвідношення основних розмірів β [1, § 3.4-3.7]

Попередній розрахунок трансформатора для кількох значень β виконати з метою визначення основних показників: маси активних матеріалів (сталі магнітної системи та обмоток); розмірів магнітної системи та обмоток, втрат та струму неробочого ходу, вартості активної частини трансформатора. Аналіз цих показників дозволить визначити оптимальне співвідношення геометричних розмірів, яке відповідає завданню на проектування та одночасно задовольняє умові мінімальної вартості активних матеріалів.

Узагальнений метод попереднього розрахунку забезпечує визначення вищевказаних величин трансформатора від незалежних змінних, що здійснюють найбільший вплив на конструкцію та розрахункові характеристики трансформатора. Такими змінними є діаметр стрижня магнітної системи d та співвідношення основних розмірів обмоток трансформатора β

$$\beta = \pi d_{12} / l, \tag{3.1}$$

де πd_{12} – середня довжина радіального каналу між обмотками,

l – висота обмоток.

Величина β може змінюватись в широких межах від 1.0 до 3.5. Меншим значенням β відповідають відносно високі та вузькі трансформатори, більшим значенням β – низькі та широкі трансформатори.

При зростанні β збільшується маса сталі магнітопроводу і зменшується маса металу обмоток.

Розрахунок основних конструкційних та електричних величин трансформатора в залежності від β слід провести згідно рекомендаціям [1]. За даними розрахунку різних варіантів конструктивного виконання трансформатора побудувати наступні графіки:

$$G_c,\ G_{\ddot{y}},\ G_{cm},\ G_o = f(\beta);\quad C_{\grave{a}\div} = f(\beta);\quad P_{\acute{i}x} = f(\beta);$$

$$i_o = f(\beta);\quad \sigma_p = f(\beta);\quad J = f(\beta);\quad d,\ d_{12},\ l,\ C = f(\beta),$$

де G_c, $G_я$, G_{cm}, G_o – маси сталі стрижнів, ярем, магнітопроводу та обмоток відповідно, кг;

$C_{ач}$ – відносна вартість активної частини (за 100 % необхідно прийняти мінімальну вартість активної частини), %;

$P_{нх}$ – втрати неробочого ходу, кВт;

$\sigma_р$ – механічне напруження, МПа;

J – густина струму, А/м^2;

d, d_{12}, l, C – діаметри стрижня та каналу між обмотками, висота обмоток та відстань між осями стрижнів магнітопроводу, м.

3.2.4 Вибір діаметру стрижня трансформатора та розрахунок розмірів магнітної системи

Згідно побудованим (**п. 3.2.3**) графікам накреслити діаграму [1, рис.3.13], за допомогою якої визначити оптимальне значення β і діаметру стрижня магнітної системи, при яких втрати та струм неробочого ходу будуть відповідати технічному завданню до КП, та нормовані величини густини струму і механічних напруг в обмотках при КЗ не будуть перевищувати припустимих меж.

Прийняти найбільш близький нормалізований діаметр стрижня магнітної системи [1, С.87-88], після чого перерахувати β та х. Площу перерізу стрижня визначити за нормалізованим діаметром стрижня із [1, табл. 8.7].

За формулами попереднього розрахунку з нормалізованим діаметром стрижня розрахувати середній діаметр обмоток, орієнтовну висоту обмоток, висоту стрижнів, відстань між осями стрижнів, маси сталі магнітної системи, обмоткового проводу, густину струму в обмотках, вартість активної частини в умовних одиницях.

3.3 Розрахунок обмоток [1, гл. 5, 6]

3.3.1 Розрахунок обмотки низької напруги

При розрахунку обмотки НН визначити: число витків з округленням до цілого числа, уточнене ЕРС одного витка, середню густину струму, попередній переріз витка з одночасним вибором розмірів стандартного проводу. Уточнити, з урахуванням перерізу витка, тип обмотки [1, табл.5.8]. При виконанні обмотки із декількох паралельних провідників описати використану схему транспозиції; виконати розподіл обмотки в осьовому та радіальному напрямах; визначити конструкцію та розміри поздовжньої ізоляції.

Розрахувати повну висоту обмотки з урахуванням усідання прокладок після сушіння й опресування, радіальний розмір обмотки, внутрішній, середній та зовнішній діаметри обмоток, розробити конструкцію та визначити розміри головної ізоляції.

Розрахувати густину теплового потоку на охолоджуваній поверхні обмотки. Якщо обмотка складається із кількох концентрів то густину теплового потоку розрахувати для кожного з них і найбільшу величину прийняти за густину теплового потоку обмотки.

Розрахувати масу металу та проводу обмотки.

3.3.2 Розрахунок обмотки високої (середньої) напруги

Розрахунок обмотки ВН (СН) почати з визначення числа витків обмотки ВН (СН) з округленням до цілого числа. Розрахувати напругу та число витків (з округленням до цілого числа) на одному ступені регулювання; розрахувати напруги та число витків для кожного ступеня регулювання; розрахувати коефіцієнти трансформації по виткам та по напругам для кожного ступеня регулювання та перевірити відповідність відхилень коефіцієнтів трансформації вимогам стандарту

$$\Delta k = \frac{|k_w - k_u|}{k_{сг}} \cdot 100\% \le 0.5\%, \qquad (3.2)$$

де k_w, k_u – коефіцієнти трансформації по виткам та по напругам для кожного ступеня регулювання відповідно, в.о.;

$k_{сг}$ – середній геометричний коефіцієнти трансформації, в.о.

$$k_{сг} = \sqrt{k_w \cdot k_u}\ .$$

Визначити схему регулювання напруги. Схеми, які найчастіше використовуються для регулювання напруги – перемикання розгалужень обмотки без збудження (ПБЗ) та регулювання під навантаженням (РПН) наведено у [1, рис. 6.6-6.9; 6, 7].

Розрахувати обмотку ВН (СН) аналогічно обмотці НН (**п. 3.3.1**). Звести результати розрахунку обмотки до таблиці [1, табл. 6.1].

Виконати ескіз обмоток НН, ВН (СН) одного стрижня, на якому вказати радіальні та осьові розміри обмоток, розміри головної та поздовжньої ізоляцій.

3.4 Розрахунок параметрів короткого замикання [1, гл. 7]

3.4.1 Розрахунок втрат короткого замикання

Розрахувати втрати короткого замикання трансформатора поділяючи їх на наступні складові:

- основні втрати в обмотках від робочих струмів обмоток;
- додаткові втрати в обмотках від вихрових струмів, наведених полями розсіювання обмоток;
- основні втрати у відводах між обмотками та уводами;
- додаткові втрати у відводах від полів розсіювання відводів;
- втрати в стінках баку та інших металевих, головним чином феромагнітних, елементах конструкції трансформатора від полів розсіювання обмоток та відводів.

Для триобмоткового трансформатора розрахувати три значення втрат короткого замикання для трьох парних сполучень обмоток при навантаженні кожної пари обмоток струмом відповідним 100 % потужності трансформатора. Втратами короткого замикання при цьому вважаються втрати тієї пари обмоток, приведені до розрахункової температури, яка має найбільше значення втрат короткого замикання.

Втрати короткого замикання не повинні відрізнятись від заданих більш ніж на ±10 %, з яких 5 % приходяться на розрахунок, а інші 5 % - на технологічні відхилення.

3.4.2 Розрахунок напруги короткого замикання [1, § 7.2]

Напруга короткого замикання визначає падіння напруги в трансформаторі, його зовнішню характеристику й струм короткого замикання. Вона враховується також при підборі трансформатора для паралельної роботи.

У триобмотковому трансформаторі напруга короткого замикання визначається подібним же чином, як і в двохобмотковому, для будь-якої пари його обмоток при розімкнутій третій обмотці. Тому триобмотковий трансформатор має три різних напруги короткого замикання. Для всіх трансформаторів напругу короткого замикання і його складові прийнято виражати у відсотках номінальної напруги, а активну складову визначати для середньої експлуатаційної температури обмоток 75 °С для всіх масляних і сухих трансформаторів з ізоляцією класів нагрівостійкості А, Е, В. Для трансформаторів з ізоляцією класів F, H, C розрахункова температура 115°С.

При розрахунку реактивної складової u_p напруги короткого замикання, а також при всіх подальших розрахунках варто користуватися реальними розмірами розрахованих обмоток трансформатора (a_1, a_2, a_{12}, d_{12}, l). Весь розрахунок напруги короткого замикання проводиться для одного стрижня трансформатора. Тому при користуванні формулами для визначення u_p при розрахунку як трифазного, так і однофазного трансформатора варто підставляти в ці формули струм, напругу й потужність, а також число витків обмотки одного стрижня для номінального режиму.

Для більш повного розрахунку полів розсіювання трансформатора доцільно користуватись програмою RASPOLE, яка є в обчислювальному центрі кафедри ЕМ (ауд. 268). При виконанні розрахунку полів розсіювання необхідно користуватися додатковою літературою [3, 4].

Напруга короткого замикання не повинна відрізнятись від заданої більш ніж на ±10 %, з яких 5 % приходяться на розрахунок, а інші 5 % - на технологічні відхилення.

3.4.3 Розрахунок механічних сил в обмотках

Процес короткого замикання трансформатора, що є аварійним режимом, супроводжується багаторазовим збільшенням струмів в обмотках трансформатора в порівнянні з номінальними струмами, підвищеним нагріванням обмоток і ударними механічними силами, що діють на обмотки і їхні частини. Перевірка обмоток на механічну міцність при короткому замиканні включає:

- визначення найбільшого, сталого й найбільшого ударного струму короткого замикання;
- визначення механічних сил між обмотками і їхніми частинами;

- визначення механічних напруг в ізоляційних опорних й міжкотушкових конструкціях і в проводах обмоток;

- визначення температури обмоток при короткому замиканні.

У початковий момент струм короткого замикання внаслідок наявності аперіодичної складової може значно перевищити сталий струм і викликати механічні сили між обмотками і їхніми частинами, що перевищують у кілька разів сили при сталому струмі короткого замикання. Ці механічні сили необхідно враховувати при розрахунку й конструюванні трансформатора, у противному випадку вони можуть привести до руйнування обмотки, до деформації або розриву витків або руйнування опорних конструкцій.

Завданням розраховувача є не тільки розрахунок і оцінка сил, але також і забезпечення конструктивних заходів, спрямованих на зменшення можливих механічних сил, що виникають в окремих частинах обмоток. До числа цих мір відносяться – рівномірний розподіл витків по висоті кожної з обмоток; виконання всіх обмоток стрижня з одною висотою; симетричне розташування всіх витків, що відключаються, обмотки ВН стосовно середини висоти обмотки.

3.5 Розрахунок магнітної системи. Розрахунок параметрів неробочого ходу [1, гл. 8]

3.5.1 Вибір розмірів пакетів та перерізів стрижнів та ярем

В цьому розділі остаточно обрати конструкцію магнітної системи, марку сталі, схему шихтування пластин. Навести ескізи:

- схеми шихтування [1, рис. 2.17].

- перерізів стрижня та ярма із зазначенням розмірів пакетів та основних розмірів магнітної системи [1, рис. 8.13];

Вказати способи пресування стрижнів та ярем [2].

Визначити повний та активний перерізи стрижнів та ярем, довжину стрижнів та відстань між осями сусідніх стрижнів.

3.5.2 Розрахунок мас стрижнів, ярем та маси сталі

Масу сталі в стрижнях і ярмах плоскої шихтованої магнітної системи визначити шляхом підсумовування мас прямих ділянок і кутів. Кутом магнітної системи називається її частина, обмежена об'ємом, утвореним перетинанням бічних призматичних або циліндричних поверхонь одного з ярем і одного зі стрижнів.

3.5.3 Розрахунок втрат неробочого ходу

Втрати неробочого ходу трансформатора, плоска шихтована магнітна система якого зібрана із пластин холоднокатаної текстурованої анізотропної сталі, визначаються її конструкцією, масою сталі окремих ділянок системи, індукцією на кожній із цих ділянок, якістю сталі, товщиною пластин і технологією виготовлення й обробки пластин.

До конструктивних факторів, які впливають на втрати неробочого ходу, варто віднести: форму стиків пластин у кутах системи, форму поперечного перерізу ярма, спосіб пресування стрижнів і ярем. З технологічних факторів найбільш впливають на втрати в магнітній системі: різання рулонів сталі на пластини; видалення заусенців, що утворюються при різанні; відпалювання пластин, покриття їх лаком, пресування магнітної системи при складанні й перешихтовці верхнього ярма, при установці обмоток.

Відповідно до ДЕСТ 11677-85 для втрат неробочого ходу в готовому трансформаторі встановлений допуск +15 %. Таким чином, у розрахунку варто витримувати втрати неробочого ходу в межах норм відповідного держстандарту плюс 7,5 %.

При відхиленнях втрат й (або) струму неробочого ходу вище припустимих меж слід обрати іншу схему шихтування та коефіцієнти додаткових втрат. Якщо вжиті заходи не допомогли, треба обрати інше значення магнітної індукції, марки сталі, та ін. і повторити розрахунок трансформатора.

3.5.4 Розрахунок струму неробочого ходу

Струм первинної обмотки трансформатора, що виникає при неробочому ході при номінальній синусоїдальній напрузі й номінальній частоті, називається струмом неробочого ходу. При розрахунку струму неробочого ходу трансформатора окремо визначити його активну й реактивну складові.

Розрахунок реактивної складової струму неробочого ходу ускладнюється наявністю в магнітному ланцюзі трансформатора немагнітних зазорів. Тому магнітну систему трансформатора розбити на чотири ділянки – стрижні, ярма, за винятком кутів магнітної системи, кути й зазори. Для кожної із цих ділянок підрахувати необхідні потужності, що намагнічують, які скласти потім по всій магнітній системі. Так само як і втрати, реактивна складова струму неробочого ходу залежить від основних магнітних властивостей сталі магнітної системи

й ряду конструктивних і технологічних факторів, що впливають на цю складову істотно більше, ніж на втрати.

Отримане значення струму неробочого ходу звірити із гранично припустимим значенням за держстандартом, технічними умовами або завданням на розрахунок трансформатора. Відхилення розрахункового значення струму неробочого ходу від заданого гарантійного не слід допускати більш ніж на половину допуску, дозволеного держстандартом (допуск +30 %).

3.5.5 Розрахунок коефіцієнта корисної дії

Розрахувати сумарні втрати трансформатора та порівняти їх із заданими.

Розраховані та задані сумарні втрати трансформатора відповідно

$$\begin{aligned} \Sigma P' &= P'_{КЗ} + P'_{НХ} \\ \Sigma P &= P_{КЗ} + P_{НХ} \end{aligned}, \qquad (3.3)$$

де $P'_{КЗ}$, $P'_{НХ}$ – розраховані втрати короткого замикання та неробочого ходу відповідно, Вт;

$P_{КЗ}$, $P_{НХ}$ – задані втрати короткого замикання та неробочого ходу відповідно, Вт.

Відхилення розрахункового значення сумарних втрат від суми заданих втрат неробочого ходу та короткого замикання

$$\frac{\Sigma P' - \Sigma P}{\Sigma P} \cdot 100\% \qquad (3.4)$$

не слід допускати більш ніж на половину допуску, дозволеного держстандартом (допуск +10 %).

Коефіцієнт корисної дії розрахувати за формулою

$$\eta = 1 - \frac{\Sigma P'}{S + \Sigma P'} \cdot 100\%, \qquad (3.5)$$

де S – повна потужність трансформатора, Вт.

3.6 Тепловий розрахунок та розрахунок системи охолодження [1 гл. 9]

Задача теплового розрахунку трансформатора полягає у:

- визначенні перепадів температури між обмотками й магнітною системою, з одного боку, і маслом – з іншого;

- підборі конструкції й розмірів бака й системи охолодження, що забезпечують нормальну тепловіддачу всіх втрат при температурах обмоток, магнітної системи й масла, що не перевищують припустимі температури;

- перевірочному розрахунку перевищень температури обмоток, магнітної системи й масла над навколишнім повітрям.

3.6.1 Перевірочний тепловий розрахунок обмоток

Розрахувати внутрішній перепад температури обмоток та перепад температури на поверхнях обмоток, враховуючі швидкість руху масла та утруднення конвекції масла в каналах обмотки, ширину горизонтальних каналів обмотки.

Розрахувати повні перепади температур обмоток.

3.6.2 Вибір ізоляційних відстаней та розрахунок основних габаритних розмірів баку

Обрати конструкцію бака. За класами напруг обмоток визначити ізоляційні відстані між відводами та зовнішніми обмотками; між відводами та заземленими елементами конструкції.

Розрахувати габаритні розміри баку, його периметр та поверхні конвекції та випромінювання. Надати ескіз бака з активною частиною трансформатора згідно з [1, рис. 9.13].

3.6.3 Розрахунок системи охолодження

За видом системи охолодження обрати тип радіаторів (або баку). Спираючись на перевищення середньої температури масла над температурою повітря та необхідну поверхню конвекції розрахувати потрібну кількість радіаторів.

3.6.4 Розрахунок перевищень температур обмоток та масла над температурою повітря

Розрахувати перевищення температур для обмоток НН, СН та ВН над температурою повітря, перевищення температури масла у верхніх шарах і порівняти з припустимими температурами згідно ДЕСТ.

При перевищенні припустимих меж, виконати корегування охолоджуючої поверхні за рахунок зміни розмірів охолоджуючих елементів – труб, охолоджувачів.

3.7 Визначення маси активної частини, конструкційних матеріалів та масла трансформатора [1 § 9.8]

3.7.1 Маси активних, ізоляційних та конструкційних матеріалів

Маса активних матеріалів трансформатора з достатньою точністю визначається при його розрахунку.

Маса конструктивної сталі кістяка може бути приблизно прийнята 0,1 сумарної маси проводу обмоток і сталі магнітної системи. Маса картону в ізоляції обмоток залежить від потужності й класу напруги трансформатора. Для трансформаторів з мідними обмотками можна прийняти масу картону 0,12-0,15 маси проводу при класах напруги 6, 10, 35 кВ і 0,35-0,3 при класі напруги 110 кВ. Для алюмінієвих обмоток відносна маса картону збільшується в 2,4 рази.

Маса активної частини, тобто кістяка з обмотками й відводами (але без кришки), може бути приблизно визначена по формулі

$$G_{АЧ} \approx 1.2 \cdot \left(G_{Пр} + G_{Ст} \right), \qquad (3.6)$$

де $G_{Пр}$, $G_{Ст}$ – маса провідників та сталі магнітної системи, кг.

3.7.2 Розрахунок мас баку та допоміжного обладнання

Масу бака неважко визначити по відомій з теплового розрахунку поверхні бака й поверхні кришки з урахуванням товщини стінок, кришки й дна бака й щільності сталі. Маса охолодних труб знаходиться по їхній загальній довжині й масі 1м [1, табл. 9.7], маса радіаторів – по [1, табл. 9.9, 9.10]. Маси допоміжного обладнання наведено у розділі 4.

3.7.3 Розрахунок маси масла

Для визначення маси масла необхідно знати внутрішній об'єм $V_Б$ гладкого бака й об'єм, займаний активною частиною, $V_{Ач}$. Для визначення $V_{Ач}$ можна скористатися наближеною формулою

$$V_{АЧ} = G_{АЧ} / \gamma_{АЧ} , \qquad (3.7)$$

де $\gamma_{АЧ}$ – середня щільність активної частини $\gamma_{АЧ} = 5500 \div 6000$ кг/м^3 для трансформаторів з мідними обмотками $\gamma_{АЧ} = 5000 \div 5500$ кг/м^3 для трансформаторів з алюмінієвими обмотками.

Загальну масу масла можна визначити по формулі

$$G_M = 1.05 \cdot \left[0.9 \cdot \left(V_Б - V_{АЧ} \right) + G_{ME} \right], \qquad (3.8)$$

де 1.05 – коефіцієнт, що враховує масу масла в розширнику;

G_{ME} – маса масла в елементах системи охолодження: трубах або радіаторах.

Маса масла в трубах визначається по їхній загальній довжині й масі масла в 1 м [1, табл. 9.7], маса масла в радіаторах – за [1, табл. 9.9, 9.10]. Обсяг розширника звичайно становить близько 0,1 загального обсягу масла.

3.7.4 Розрахунок маси трансформатора

Розрахувати приблизну масу трансформатора, склавши маси активної частини, конструкційних матеріалів та масла трансформатора.

3.8 Опис конструкції трансформатора

Конструкцію спроектованого трансформатора описати після вибору конструктивних елементів активної частини, бака й охолоджувачів та визначення їх розмірів.

У розділі обов’язково повинні бути висвітлені наступні питання:

– тип трансформатора, призначення, режим навантаження, характер розміщення;

– тип магнітної системи, схема шихтування, марка сталі, способи пресування стрижнів та ярем;

– тип обмоток, розміри та матеріал провідників, кількість паралельних провідників, схема транспозиції (якщо вона є), кількість котушок (концентрів) різних типів, схеми регулювання напруги, наявність екранів, пресувальних кілець, тощо;

– конструкція та матеріал головної, поздовжньої та зрівнювальної ізоляцій трансформатора;

– форма бака трансформатора, тип системи охолодження та кількість охолоджувачів;

– допоміжне обладнання (розділ 4).

3.9 Висновки

У висновках навести оцінку одержаних результатів роботи та можливі галузі її використання; народногосподарське, наукове значення роботи.

Основні результати розрахунків звести до таблиці. Згідно таблиці зробити висновки про відповідність розрахованого трансформатора вимогам державного стандарту.

Таблиця 3.1 – Основні розрахункові дані трансформатора

Найменування величини	Позначення величини	Технічні дані		Відхилення %	
		задані	розраховані	припустимі	розраховані
1	2	3			
Потужність, кВ·А	S_H				
Напруги лінійні, кВ	$U_{BH}/U_{CH}/U_{HH}$				
Струми лінійні, А	$I_{BH}/I_{CH}/I_{HH}$				
Напруга КЗ, %	U_{K3}			10	
Втрати НХ, кВт	P_{HX}			15	
Втрати КЗ, кВт	P_{K3}			10	
Сумарні втрати, кВт	$\Sigma P'$			10	
Струм НХ, %	i_0			30	
Завантаження трансформатора при максимальному ККД, в.о.	$S_A(\eta_{\max})$				
ККД, %	η_H				
Коефіцієнт трансформації, в.о.	k_{12}, k_{13}				
Перевищення температури обмоток над температурою повітря, ºС	$\Theta_{овHH}$ $\Theta_{овCH}$ $\Theta_{овBH}$				
Перевищення температури масла у верхніх шарах, ºС	$\Theta_{мв}$				

Кінець таблиці 3.1

1	2	3
Маса сталі магнітної системи, кг	$G_{Ст}$	
Маса металу обмоток, кг	$G_{Об}$	
Маса трансформаторного масла, кг	$G_{М}$	
Загальна маса трансформатора, кг	$G_{Т}$	

Згідно даних цієї таблиці роблять висновки про відповідність розробленого трансформатора завданню на проект.

4 ДОПОМІЖНЕ УСТАТКУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРА

4.1 Розширник

Для захисту масла в трансформаторі від зволоження й окислювання, що призводять до зниження електричної стійкості масла, а також паперової та іншої волокнистої ізоляція, застосовують розширники. При їхній наявності значно зменшується зволоження й окислювання масла в зв'язку з тим, що поверхня масла в розширювачі значно менше, ніж у баку трансформатора, і, отже, менше площа прилягання масла та повітря. Крім того, температура масла в розширнику нижче, ніж у верхній частині бака трансформатора, і окисний процес відбувається повільніше. А тому, що циркуляція масла в розширнику практично відсутня, вода, що потрапляє в розширник із повітря, і продукти окислювання масла осаджуються в нижній частині розширника і не потрапляють у бак трансформатора.

Всі силові масляні трансформатори потужністю 25 кВА і більше повинні забезпечуватися розширником (ГОСТ 11677-75).

Розширник звичайно встановлюють так, щоб мінімальний рівень масла був вище:

- маслопідпорних уводів;
- газового реле;
- адаптерів, на які встановлюються уводи.

Основні розміри й об’єми розширників наведені на рисунку 4.1 і в таблиці 4.1.

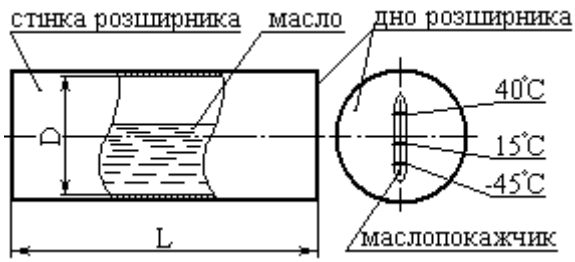


Рисунок 4.1 – Розширник

Таблиця 4.1 – Основні параметри розширника

Тип покажчика рівня масла	Внутрішній діаметр D, мм	Довжина L, мм	Умовний прохід маслопроводу, мм	Об'єм розширника, л	Маса масла при різних кліматичних виконаннях, кг			
					у розширнику		у трансформаторі	
					У	Т	У	Т
плоский	250	415	25	20	8	7	145	200
		510		25	11	9	180	250
		650		32	14	12	235	325
		810		40	17	15	300	410
	310	660	25	50	21	18	400	560
		800		60	25	22	480	670
		1060		80	34	29	690	890
		1320		100	43	36	800	1115
плоский, трубчатий, стрілочний	470	720	50	125	54	46	980	1360
		920		160	69	58	1260	1750
		1150		200	86	73	1580	2190
		1440		250	107	91	1970	2730
		1840		320	138	117	2520	3500
трубчастий або стрілочний	690	1040	50	400	172	146	3220	4475
		1340		500	215	182	4030	5590
		1680		630	271	230	5080	7055
		2140		800	345	291	6450	8950
	940	1420	80	1000	427	471	8995	8030
		1800		1250	534	589	11225	10020
		2310		1600	683	754	14250	12825
		2820		2000	854	943	17990	16065
	1260	2000	80	2500	1065	1178	23180	20700
		2250		2800	1193	1320	26050	23170
		2520		3150	1342	1487	30310	26100
		2820		3550	1513	1673	32930	29410
		3200		4000	1705	1886	37090	33115
		3610		4500	1918	2121	41720	37250

Для запобігання зіткнення масла трансформаторів з атмосферним повітрям застосовують плівковий захист трансформаторів, що являє собою ємність із еластичної плівки, покладену усередині розширника. При заповненні розширника маслом вона спливає; повітря

контактує не з маслом, а перебуває в плівці. Повітря надходить у плівку через повітроосушник, що з’єднується через його масляний затвор з атмосферою. Із простору між еластичною плівкою й розширником повітря вилучене. При зміні рівня масла в розширнику змінюється об'єм еластичної ємності за рахунок витиснення або засмоктування повітря з атмосфери. Плівка, виготовлена з маслостійкої прогумованої тканини, має незначну повітро- і вологопроникність. Плівковий захист встановлюють на трансформаторах III габариту й вище. Щоб уникнути контакту масла з повітрям у трансформаторах застосовують крім плівкового й азотний захист, що забезпечує постійну наявність азоту в розширнику й виключає зволоження внутрішньої ізоляції трансформатора, а також насичення її киснем. Азотний захист установлюють в основному на потужних силових трансформаторах напругою 110 кВ і більше.

В трансформаторах з РПН, де пристрій РПН розміщується в окремому баку, розширник виконується двокамерним із двома масловказівниками: для баку трансформатора та для баку РПН. Це зумовлено тим, що при комутаціях в баку РПН масло швидше ніж в баку трансформатора втрачає свої властивості.

4.2 Покажчики рівня масла

Масляні трансформатори постачають покажчиками рівня масла – масловказівниками (М). М розташовують із боку НН. Він повинен бути виконаний так, щоб легко було спостерігати за рівнем масла з рівня установки трансформатора. Застосовуються три конструкції М:

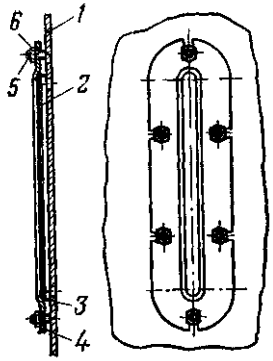
- плоскі,
- трубчасті,
- стрілочні.

М установлюють на дні розширника в межах його корисної ємності, а в трансформаторах без розширника – на стінці бака в його верхній частині.

М використовується як при коливаннях рівня масла залежно від змін навколишньої температури й навантаження трансформатора, так і при заливанні масла в трансформатор або його долівці. Він повинен показувати рівень масла у всім діапазоні розширення масла від мінімального (із запасом на виробничі відхилення) до максимально припустимого. Скляні М працюють за принципом сполучених посудин.

Плоский скляний масловказівник. Плоскі М (рис. 4.2) установлюють на розширниках діаметром 200-470 мм або на верхніх частинах стінок баків трансформаторів, що не мають розширників.

Плоский М виготовляється із органічного прозорого скла 2 товщиною 3 і шириною 20 мм. Довжини М становлять 141, 186 і 371 мм. На склі нанесені три контрольні риси, що відповідають рівням масла в непрацюючому трансформаторі при температурах масла -45, +15 і +40°С.



1 – дно розширника; 2 – скло; 3 – гумова шайба; 4 – фланець; 5 – шпилька; 6 – гайка

Рисунок 4.2 – Плоский масловказівник

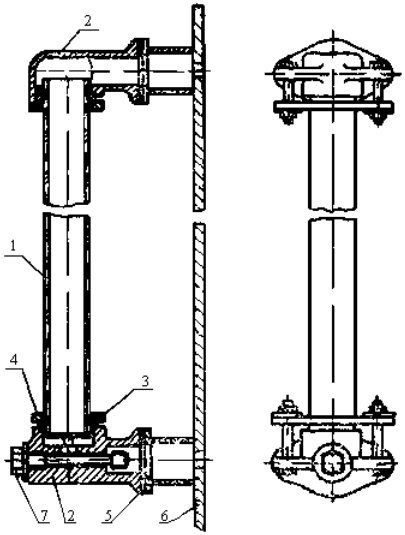
Скло вставляють у фігурну гумову шайбу 3, що ущільнює скло М. Скло разом із шайбою накривають притискним сталевим фасонним фланцем 4 товщиною 2 мм, що гайками 6 на уварені в знімне сталеве дно розширника шпильках 5 кріпиться на дні розширника 1 або стінці бака. У дні роблять два отвори діаметром 10 мм для того, щоб масло з розширника надходило під скло М.

Достоїнство плоского М – простота конструкції. Недоліки: рівень масла можна бачити, тільки якщо стояти проти дна розширника; невеликі розміри (через труднощі створення надійного ущільнення по всім периметрі скла).

Трубчастий масловказівник. Трубчасті М встановлюють на розширниках діаметром від 470 мм і більше. М (рис. 4.3) являє собою скляну трубку 1 діаметром 16 або 30 мм, герметично, закріплену зверху й знизу в колінах 2 з алюмінієвого сплаву.

Герметизація досягається за допомогою фасонних гумових прокладок – шайб 5 напівкруглого перетину, що щільно облягають скляну трубку в місцях зчленування з коліньми, і стиснутими сталевими притискними фланцями 4 за допомогою болтів і гайок.

Верхнє й нижнє коліна через гумові ущільнювальні прокладки кріплять болтами й гайками до патрубків, уварених у знімне сталеве днище розширника 6.



1 - скляна трубка; 2 - коліна; 3 - гумові прокладки; 4 - притискні фланці, 5 - шайби; 6 - дно розширника; 7 - запірний гвинт

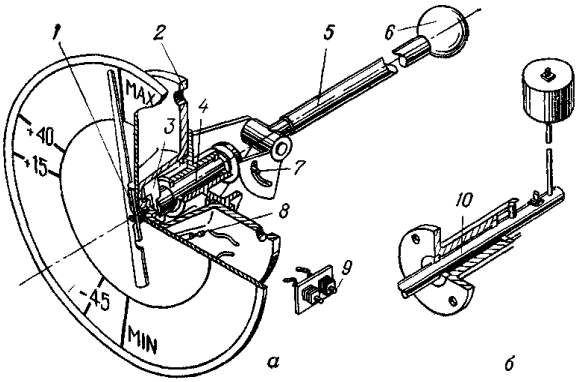
Рисунок 4.3 – Трубчастий масловказівник

Патрубки на днищах необхідні для створення достатнього зазору між скляною трубкою М і днищем. Контрольні температурні оцінки рівнів масла наносять безпосередньо на днище розширника.

Достоїнство - зручність в експлуатації, у порівнянні із плоскими. Недолік - небажане застосування в кліматичних районах з інтенсивною сонячною радіацією.

Стрілочний магнітний масловказівник. У трансформаторах потужністю 10 МВА й більше застосовують стрілочний магнітний М (рис. 4.4). М призначені для установки на розширниках діаметрами 470-1570 мм і виготовляються у двох виконаннях: для герметичних трансформаторів, постачених убудованим плівковим захистом масла від зволоження й окислювання (рис. 4.4, а), і для трансформаторів, що сполучаються з атмосферою за допомогою повітроосушників (рис. 4.4, б). Приводи М обох виконань взаємозамінні.

Конструкція М поплавкова; зв'язок поплавця 6, що перебуває на поверхні масла усередині розширника, зі стрілочним зовнішнім покажчиком рівня здійснюється за допомогою важільного привода 5 і двох постійних магнітів. Один з магнітів 3 механічно пов'язаний з поплавковим приводом (4 або 10) і розташований разом з ним у внутрішній порожнині розширника. Другий магніт 1 (прямокутна пластина), розташований зовні, співвісно внутрішньому.



1 – зовнішній магніт,
2 – литий корпус,
3 – внутрішній магніт,
4, 10 – привод,
5 – важіль,
6 – поплавець,
7 – обмежник,
8 – магнітокерований контакт (геркон),
9 – відводи коробки затисків

а) для розширників із плівковим захистом масла;
б) для розширників, що сполучені з атмосферою;

Рисунок 4.4 – Стрілочний масловказівник

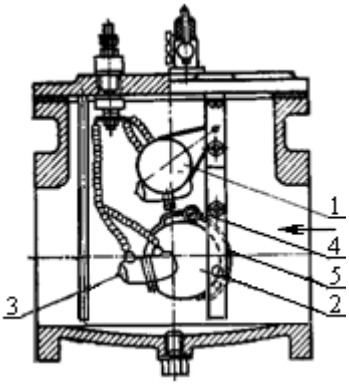
Він відділений від першого тонкою (≈2мм) немагнітною герметичною перегородкою 2 і несе на собі стрілку покажчика. Поля магнітів взаємодіють через перегородку і обидва переміщаються однаково й синхронно залежно від положення поплавця. Із зовнішньої сторони до корпуса гвинтами прикріплена обойма (кришка) з алюмінієвого сплаву із установленою усередині її шкалою діаметром 245 мм, магнітом і стрілкою. Порожнина обойми захищена від зовнішнього середовища склом, що притискається до обойми через гумові кільцеві прокладки фланцем, гвинтами й гайками.

Шкала М крім стандартних контрольних оцінок постачена також оцінками, що відповідають мінімальному і максимальному припустимим рівням масла.

4.3 Газове реле

Масляні трансформатори із розширниками потужністю 1МВА й більш забезпечуються газовими реле для захисту від всіх видів внутрішніх ушкоджень, що супроводжуються виділенням газу й прискореним перетіканням масла з бака трансформатора в розширник, а також від витоку масла із трансформатора й влучення повітря в бак. Реле призначено для установки в маслопровід з умовним проходом 50 і 80

мм, що з'єднує бак трансформатора з розширником, і може надійно працювати при температурі навколишнього повітря від –45 до +40 ˚С.



1 – поплавець сигнального контакту; 2 – поплавець контакту, що відмикає; 3 – ртутний скляний перемикач типу ГР; 4 – регулювальний вантаж; 5 – кільце

Рисунок 4.5 – Реле газове типу РГЗ-61

Принцип дії реле. При внутрішніх ушкодженнях трансформатора (витковому замиканні в обмотках, електричному пробої ізоляції, «пожежі в сталі» магнітопроводу й т.п.) відбувається розкладання масла, електроізоляційних матеріалів і виділяється газ. Газ піднімається у верхню частину бака й попадає в трубопровід, що з'єднує бак із розширником, у якому встановлене реле, а потім у верхню частину реле, що трохи піднімається над трубопроводом. Газ, що скопився, витісняє з верхньої частини реле масло, при цьому опускається верхній елемент реле (сигнальний) і замикаються контакти сигнального ланцюга.

Це також має місце при влученні в бак повітря або зниженні рівня масла при витіканні його з бака.

У випадку подальшого розвитку аварії в баку підвищується тиск, і масло з нього спрямовується в розширник. Потік масла впливає на нижній елемент реле (відмикаючий), що розташований на рівні трубопроводу. При цьому замикаються контакти ланцюга відключення трансформатора. Трансформатор відключається й у тому випадку, якщо рівень масла в реле знижується до рівня трубопроводу розширника. Достоїнство газового захисту полягає в тому, що він сповіщає про розвиток аварії в її початковій стадії. При виткових замиканнях у більшості випадків струмовий захист виявляється більш чутливим, чим диференціальний. Крім того, газовий захист практично єдиний, реагуючий на «пожежу в сталі» магнітопроводу.

Газове реле не повинне мати «помилкових» спрацьовувань. Верхній елемент (сигнальний) спрацьовує при скупченні під кришкою реле газу або повітря в обсязі не менш 400 см^3. Нижній елемент реле

(відмикаючий) забезпечує можливість настроювання на кожну із трьох фіксованих швидкостей (уставок) потоку масла у вхідному патрубку реле: 0,6; 0,9 і 1,2 м/с.

Реле має кран для відбору проб газу.

На трансформаторах з регулюванням під навантаженням коефіцієнта трансформації (РПН) для захисту пристрою РПН від ушкоджень усередині його бака застосовується газове реле типу URF 25/10, називане струминним. Це реле має один елемент, що відключає, реагуючим органом якого є поворотна пластина, установлена поперек потоку маслогазової суміші. Як і в реле типу BF**80**/Q, поворотна пластина при спрацьовуванні реле переміщує постійний магніт, що перемикає геркон. При спрацьовуванні реле поворотна пластина фіксується в положенні, що спрацювало, до повернення вручну. Це не дає можливості ввімкнути в роботу трансформатор, що відключився газовим захистом, до вживання необхідних заходів.

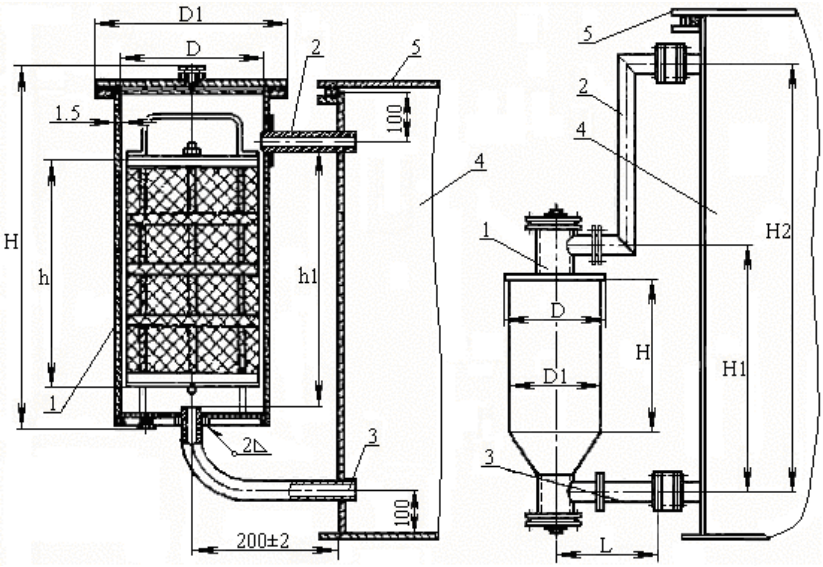
4.4 Термосифонний фільтр

Масляні трансформатори потужністю 160 кВА і більше, у яких масло в розширнику стикається з навколишнім повітрям, повинні мати термосифонний фільтр (ГОСТ 11677-75). Масляні трансформатори потужністю 1000 кВА і більше з азотним захистом також повинні мати термосифонний фільтр (ТФ).

ТФ застосовують для безперервної автоматичної регенерації трансформаторного масла з метою уповільнення його старіння.

ТФ за допомогою двох своїх патрубків приєднується до плоских кранів на патрубках бака трансформатора. Патрубки ТФ приварені до сталевих труб з умовним проходом 80 мм. ТФ заповнюється поглинаючою речовиною – сорбентом. Внаслідок різниці температур масла в баці працюючого трансформатора і масла, яке знаходиться в ТФ виникає конвекційна циркуляція масла через ТФ. Сорбент при омиванні маслом відбирає з нього вологу, шлам, кислоти і перекисні з'єднання, що утворюються в процесі старіння масла і твердої ізоляції трансформатора.

Число ТФ, які установлюють на одному трансформаторі, рекомендується вибирати відповідно до таблиці 4.2. Основні розміри ТФ наведені в таблиці 4.3, під’єднання ТФ до баку трансформатора показано на рисунку 4.6.



а б

а – на 4.6 та 10 кг сорбенту; б – на 50, 100 та 150 кг сорбенту;
1 – термосифонний фільтр; 2 – верхній патрубок; 3 – нижній патрубок;
4 – бак трансформатора; 5 – кришка трансформатора

Рисунок 4.6 – Термосифонний фільтр

Таблиця 4.2 – Кількість ТФ на один трансформатор

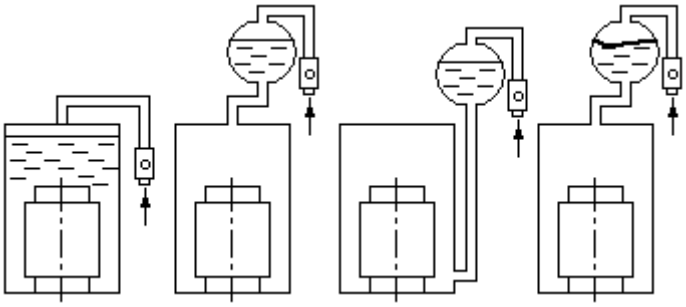
Маса масла в трансформаторі, т	Ємність одного фільтра, кг	Число фільтрів	Маса масла в трансформаторі, т	Ємність одного фільтра, кг	Число фільтрів
0.25	4	1	10	100	1
0.5	6	1	15	150	1
1	10	1	20	100	2
2	10	2	30	150	2
3	10	3	40	150	2
4	50	1	50	100	4
5	50	1			

Таблиця 4.3 – Розміри термосифонних фільтрів (рис. 4.6)

Маса силікагелю у фільтрі, кг		Розміри фільтру, мм					Маса фільтра, кг
		D	D1	H	h	h1	
Рис. 4.6.а	4	180	240	522	370	380	8.81
	6	180	240	707	530	565	10.4
	10	200	265	867	690	725	13.54
		D	D1	H	H1	L	
Рис. 4.6.б	50	415	406	740	1150	408	
	100	530	416	885	1310	526	
	150	620	608	970	1420	526	

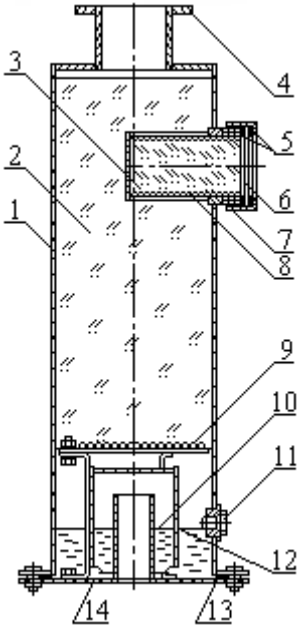
4.5 Повітроосушник

Розширники масляних трансформаторів повинні постачатися повітроосушниками (П) із масляним затвором (ГОСТ 11677-75). П часто встановлюють на трансформаторах, що не мають розширника. Різноманітні способи захисту масла в трансформаторі показані на рис. 4.7. П призначається для очищення від вологи і промислових забруднень повітря, що надходить у трансформатор при температурних коливаннях рівня масла.



а – повітроосушник, з’єднаний з верхньою частиною бака; б – розширник, з’єднаний з верхньою частиною бака та повітроосушник; в – розширник, з’єднаний з нижньою частиною бака та повітроосушник; г – еластична перегородка (плівка), що відокремлює масло в баку трансформатора від масла в розширнику

Рисунок 4.7 – Різноманітні способи захисту масла в трансформаторі



1 – корпус; 2 – силікагель; 3 – силікагель індикаторний; 4 – фланець для під'єднання до трубопроводу; 5, 13 – шайби гумові; 6 – оглядове скло; 7 – гайка фасонна; 8, 9 – сітки; 10 – масляний затвор; 11 – пробка; 12 – масло трансформаторне; 14 – дно

Рисунок 4.8 – Повітроосушник

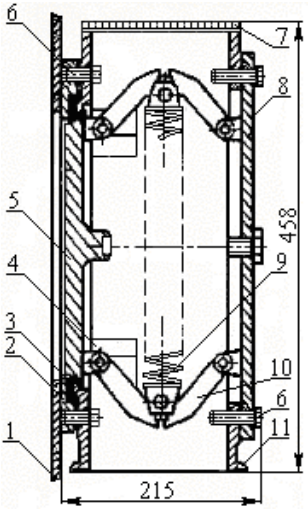
Він є металевим циліндром 1 (рис. 4.8), наповненим силікагелем 2, у нижній частині якого є масляний затвор 10, що працює за принципом сполучених посудин. Затвор служить для запобігання вільного доступу повітря в трансформатор і очищує повітря, що засмоктується, від сторонніх домішок. П, що вміщує масу силікагелю 5 кг, постачений покажчиком рівня масла в масляному затворі. П меншої ємності покажчика рівня масла не має. У верхній частині циліндра П встановлений патрон, який заповнено індикаторним силікагелем 3. Патрон має оглядовий отвір, закритий скляним диском 6.

В залежності від зволоження силікагель у патроні змінює своє забарвлення з блакитного на рожеве. П невеличкої ємності зазначеного патрона не має і заповнюється цілком індикаторним силікагелем.

4.6 Запобіжний клапан та викидна труба

У ГОСТ 11677-75 зазначено, що масляні трансформатори потужністю 1000 кВА і більше із розширниками повинні бути постачені запобіжним клапаном (викидною трубою), що спрацьовує при раптовому підвищенні тиску понад $5 \cdot 10^4$ Па.

Запобіжні клапани встановлюють частіше усього на верхній частині стінки бака. Ці клапани розраховані на тиск $8 \cdot 10^4 \pm 12 \cdot 10^3$ Па, при якому починається їх спрацьовування і тиск $35 \cdot 10^3$ Па, при якому вони закриваються. Час спрацьовування дорівнює приблизно 0,05 с.

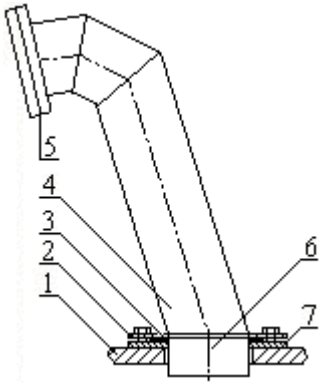


1 – стінка бака; 2 – фланець;
3 – гумова манжета; 4 – напрямляюча;
5 – ущільнюючий диск; 6 – болти;
7 – кришка верхня; 8 – кришка
бокова; 9 – система пружин;
10 – система важелів; 11 – корпус

Рисунок 4.9–Запобіжний клапан

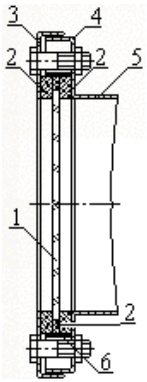
Принцип роботи запобіжного клапана показаний на рис. 4.9. Виникаючий в баку тиск змушує ущільнюючий диск 5 переміщуватися по напрямляючим 4 і через систему важелів 10 розтягувати пружини 9. Масло через нижній отвір корпуса викидається з бака. Після скидання тиску в баку трансформатора система важелів і пружин повертає ущільнюючий диск на своє місце, притискаючи його до гумової манжети 3. Запобіжний клапан встановлений у верхній частині стінки бака 1 на фланці 2 і закріплений на ньому за допомогою болтів 6. Регулювання пружини запобіжного клапана здійснюється підкладанням спеціальних шайб під пружини. Щоб, не знімаючи клапана з трансформатора, виконати його регулювання й огляд, знімають кришку 7, тому що кришка 8 завжди знаходиться під тиском пружин.

Викидна (захисна) труба (рис. 4.10, 4.11) служить для запобігання руйнації бака трансформатора, у якому при внутрішніх ушкодженнях (КЗ, електричний пробій і ін.) підвищується тиск, а захист, що відключає трансформатор, не спрацював або спрацював із запізненням. Викидна труба (рис. 4.10) є сталевим циліндром, звареним з листової сталі товщиною 1.5 мм. Його встановлюють нижньою підставою на кришці трансформатора 1. Верхній фланець труби закривають мембраною – скляним диском 1 (рис. 4.11). При аварії мембрана лопається й масло і гази викидаються назовні. Викидну трубу роблять такої висоти, при якій її мембрана знаходиться вище розширника трансформатора. Крім того, трубу роблять похилою і верхній кінець її дещо опускають для того, щоб масло, що викидається з трансформатора, не потрапляло на нього і на обладнання, яке стоїть поруч.



1 – кришка бака; 2 – нижній сталевий фланець труби; 3 – ущільнююча гумова шайба; 4 – корпус труби; 5 – верхній фланець труби; 6 – обмежувальна труба; 7 – фланець, приварений до кришки

Рисунок 4.10 – Викидна труба



1 – скляна мембрана; 2 – гумові ущільнюючі кільця; 3 – фланець, який притискує; 4 – фланець, який приварено до обичайки; 5 – корпус труби; 6 – обмежувальне сталеве кільце

Рисунок 4.11 – Верхній фланець ВК

Діаметр викидної труби вибирають в залежності від діаметра розширника згідно з табл. 4.4. Щоб рівні масла у викидній трубі та в розширнику були однакові, їх повітряні порожнини сполучають трубкою 14. Іноді передбачають фланець для установки повітроосушника.

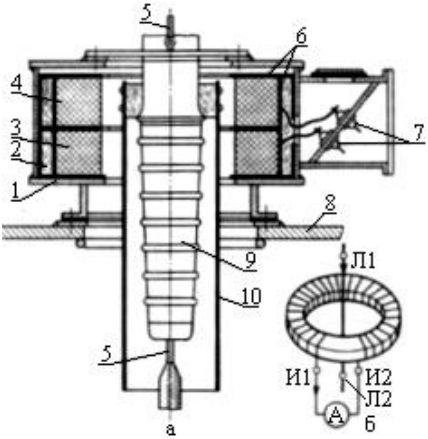
Таблиця 4.4 – Вибір діаметру викидної труби

Діаметр розширника, мм	470 – 940	940 – 1260	1260 – 1570
Об’єм розширника, л	200 – 1250	1600 – 4000	≥ 4500
Діаметр викидної труби, мм	150	255	350

4.7 Трансформатори струму убудовані

Убудовані трансформатори струму (ТС) установлюють на уводах сторони ВН, а в триобмоткових трансформаторах з обмоткою СН класів напруги 35 кВ і вище – також на стороні СН. Трансформатори класів напруги нижче 110 кВ потужністю 2,5 МВА й більше, а також класи напруги 110 кВ потужністю менш 6,3 МВА забезпечуються убудованими ТС, якщо це спеціально обмовляється ДЕСТ або ТУ.

Вторинні струми ТС повинні бути однаковими. На кожній фазі силового трансформатора один ТС призначений для підключення приладів виміру, а іншої – приладів захисту.



а – конструкція; б – схема

Рисунок 4.12 – Убудований трансформатор струму

Номінальний первинний струм ТС, установлюваних на лінійних уводах обмоток класу напруги 110 кВ і вище силових трансформаторів, звичайно приймається трикратним стосовно номінального струму трансформатора з округленням до найближчого більшого значення. На нейтральних уводах трансформаторів установлюють ТС на номінальний первинний струм 600 А. У нейтраль обмотки СН класу напруги 35 кВ ТС не вбудовують.

ТС виготовляють на стандартні номінальні струми 1; 5 і 10 А.

На рис. 4.12 показані трансформатори струму 3 і 4, убудовані в перехідний фланець 1 уводу напругою 110 кВ, установленого на кришці 8 силового трансформатора. Початки й кінці вторинних обмоток підключені до затисків уводів 7, розташованих на щитку фланця. Первинною обмоткою служить відвід 5, що проходить усередині маслонаповненого уводу 9, захищеного від металевих частин паперово-бакелітовим циліндром 10.

Вторинні обмотки трансформатора струму друг від друга й від заземленого фланця ізольовані електрокартоном 6. Механічна міцність обмоток досягається розклинюванням їх планками з бука 2.

При установці ТС на відводах вони розташовуються в баку силового трансформатора в більшості випадків у верхній частині під кришкою. При установці ТС на уводах їх поміщають у спеціальні кожухи («адаптери»), які встановлюють на кришці силового трансформатора. На ТС нанесений напис «верх», що визначає його положення. На бічній поверхні ТС установлений щиток з його технічними даними й позначенням розташування виводів обмотки.

Вторинна обмотка ТС може мати кілька секцій з відпайками, що відповідають різним коефіцієнтам трансформації. Підключення ТС допускається лише до однієї секції. Призначені ТС для тривалої роботи при температурі навколишнього повітря від –40°С (епізодично –45°С) до +40°С. Вбудовані в силові трансформатори ТС розраховані на номінальні напруги 35; 110; 150; 220; 330 і 500 кВ. В основному застосовують ТС на наступні номінальні первинні струми: 300, 600; 1000; 1500; 2000; 1000; 4000; 6000 і 12000 А.

Для ТС установлені номінальні класи точності 0,2; 0,5; 1; 3 і 10, що характеризують граничні погрішності ТС при різних значеннях первинного струму й заданому вторинному навантаженню. Цифра, що позначає клас точності, відповідає гранично припустимому значенню струмової погрішності при номінальному первинному струмі. Клас точності необхідно враховувати для тих ТС, вторинна обмотка яких призначена для підключення вимірювальних приладів. Для ТС, призначених для диференціального захисту, замість класу точності вказується буква Д.

4.8 Уводи

Уводи являють собою порцелянові прохідні ізолятори, через внутрішню порожнину яких проходить струмоведучий стрижень, і служать для виводу кінців обмоток із трансформатора назовні й підключення їх до мережі. Уводи встановлюють на кришці, рідше на бічній стінці бака. Основними деталями уводів є струмоведучий елемент – металевий стрижень, труба, кабель або провід – і порцеляновий ізолятор.

Зовнішня конфігурація й розміри уводів залежать від класу напруги, роду установки й сили струму. Уводи для внутрішньої установки мають гладку поверхню, для зовнішньої установки відрізняються більше розвиненою зовнішньою поверхнею (зонтоподібні ребра), у результаті чого збільшуються шлях поверхневого розряду по порцеляні й електрична міцність уводу.

Припустима густина струму в струмоведучому стрижні 2–4 А/мм^2. Уводи виготовляють на номінальні напруги 0,5; 1; 3; 6; 10; 20; 35; 110; 120; 330; 500; 750 кВ і вище й струми 100; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 4000 А и більше.

Уводи масляних трансформаторів повинні розташовуватися так, щоб, якщо дивитися з боку уводів ВН, була наступна їхня послідовність:

у трифазних трансформаторах: ВН 0-А-В-С,
СН 0m-Am-Bm-Cm,
НН 0-a-b-c;

в однофазних трансформаторах: ВН А-Х,
СН Am-Xm,
НН a-x.

Розташування уводів на кришці трансформатора повинне задовольняти наступним вимогам:

–у повітрі між струмоведучими частинами самих уводів, а так само між струмоведучими частинами уводів і заземленими частинами трансформатора повинні бути витримані необхідні ізоляційні відстані;

–уводи повинні бути розташовані в послідовності, установленою ДЕСТ 11677-75;

–повинне бути передбачене зручне приєднання провідників електричної мережі до уводів;

–уводи не повинні заважати підйому краном зібраного трансформатора за гаки на баку або підйому активної частини трансформатора за кільця, укріплені на кришці.

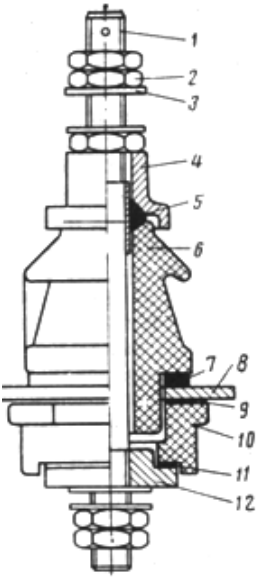
Таблиця 4.5 – Ізоляційні відстані

	Клас напруги уводу, кВ	6	10	15	20	35	110	150	330	500
Відстань в світу, мм	симетричні електроди									
	уводи – уводи, уводи – термометр, уводи – привод перемикаючого пристрою	80	110	150	180	300	840	1175	1700	3900
	несиметричні електроди									
	уводи – розширник, уводи – вихлопна труба, уводи – коробки затисків	80	110	150	185	315	880	1230	1750	3900

Уводи до 35 **кВ.** На номінальні напруги від 0,5 до 35 кВ включно застосовують у трансформаторах знімні (розбірні) уводи, конструкція

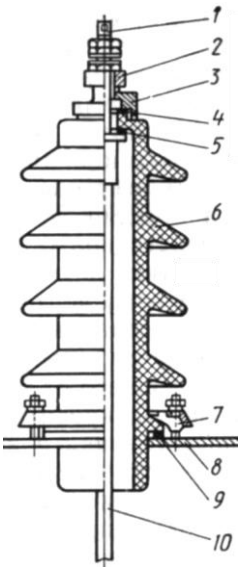
яких дозволяє заміняти порцеляновий ізолятор без підйому активної частини трансформатора або верхньої частини бака дзвонового типу. Майже всі знімні уводи є маслопідпорними – внутрішня порожнина їх заповнена трансформаторним маслом (або іншим рідким діелектриком) під тиском з бака трансформатора (рис. 4.13 – 4.15).

Позначення знімних уводів: В – увід; С – знімний; Т – трансформаторний; А и Б – категорії встаткування; номінальна напруга (кВ), номінальний струм (А), 1 – розбірна сполука стрижня уводу з обмоткою; 2 – зварена сполука; У1, ХЛ1 і Т1 – кліматичне виконання та категорія розміщення.



1 – струмоведучий стрижень;
2 – гайка; 3 – шайба; 4 – ковпак;
5 – ущільнювальна прокладка;
6, 10 – порцеляновий ізолятор;
7 – гумова прокладка; 8 – кришка;
9, 11 – електрокартонна шайба;
12 – латунна втулка

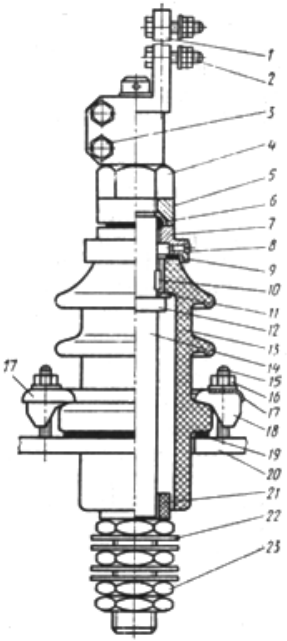
Рисунок 4.13 – Знімний складений увід на струм 400 А й напругу 1 кВ



1 – шпилька; 2 – латунна втулка;
3 – латунний ковпак; 4 – гумова
прокладка; 5 – розрізна шайба;
6 – порцеляновий ізолятор;
7 – кулачок; 8 – кришка; 9 – прокладка;
10 – відвід

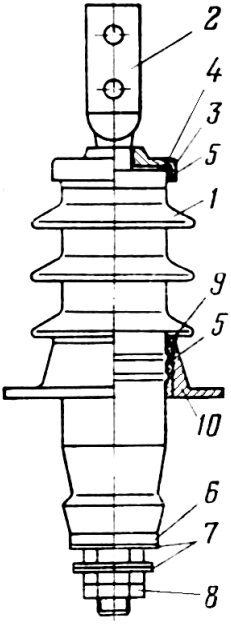
Рисунок 4.14 – Знімний складений увід напругою 35 кВ

Струмоведучі стрижні уводів 35 кВ і нижче на струми 4000 А и більше виконують порожніми з мідних труб.



1 – контактний наконечник; 2 – болт, гайка й шайба; 3 – болт; 4, 16, 23 – гайка; 5 – втулка; 6 – гумове кільце; 7 – ковпак; 8 – гвинт; 9 – гумова прокладка; 10 – виступ; 11 – електрокартонна шайба; 12 – бортик; 13 – уступ ізолятора; 14 – мідний стрижень; 15 – шпилька; 17 – фланець; 18 – притискний кулачок; 19 – прокладка; 20 – кришка; 21 – гетинаксова втулка; 22 – шайба

Рисунок 4.15 – Знімний увід на струм 3000 А та напругу 6 – 10 кВ



1 – ізолятор; 2 – струмоведуча шпилька (стрижень); 3 – ковпак металевий; 4, 9 – шайба гумова; 5 – магнезіальний цемент; 6 – шайба; 7 – шайба латунна; 8 – гайка латунна; 10 – металевий литий фланець

Рисунок 4.16 – Армований увід на 10 кВ

Армовані уводи класів напруги до 35 кВ включно

Уводи на напруги до 35 кВ включно (рис. 4.16) являють собою порцеляновий ізолятор циліндричної форми, усередині якого проходить мідна струмоведуча шпилька. При класі напруги 35 кВ ізолятор заповнений маслом спільним із трансформатором (маслопідпорний увод). При класах напруги нижче 35 кВ ізолятор заповнений повітрям. Шпилька уводу 35 кВ ізольована паперово-бакелітовою трубкою з товщиною стінки 6-8 мм. Контактне приєднання до уведень як зовнішньої шини, так і відводу обмотки є болтовим.

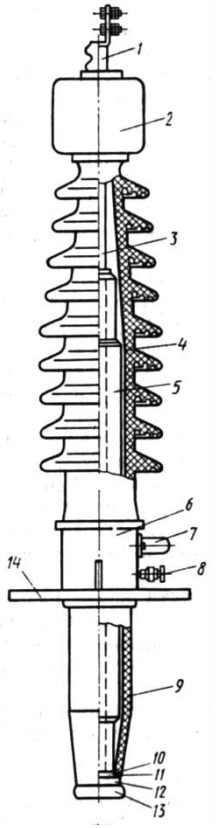


Рисунок 4.17 – Герметичний маслонаповнений увід на 110 кВ

Уводи 110 кВ і більше

При класі напруги 110 кВ і вище уводи є самостійним пристроєм і мають більш складну конструкцію ізоляції, у якій передбачене вирівнювання розподілу напруги усередині й зовні уводу.

Конструкція герметичного уводу:
1, 25 – наконечник; 2 – металевий корпус; 3 – труба; 4 – покришка; 5 – ізоляційний сердечник; 6 – металева сполучна втулка; 7 – вивід; 8 – вентиль; 9 – покришка; 10 – гетинаксова шайба; 11, 19 – гумова прокладка; 12 – латунний стакан; 13 – алюмінієвий екран; 14 – фланець; 15 – гвинт; 16 – діафрагма; 17 – захисний кожух; 18 – сильфон; 20 – пружина; 21 – напрямна шпилька; 22 – натискний диск; 23 – гайка; 24 – болт.

Вирівнювання напруги усередині уводу здійснюється зрівняльними обкладками – циліндрами з фольги, які розташовані між струмоведучим елементом і заземленим фланцем і утворюють ряд послідовно включених конденсаторів. Для збільшення електричної міцності внутрішньої ізоляції в масляному проміжку між струмоведучим елементом і заземленим фланцем поміщають бар'єри, виконані з паперово-бакелітових циліндрів.

Уводи виготовляються як нормального

виконання (категорія А за ДЕСТ 9920-75), так і посиленого (категорія Б) для експлуатації в районах з підвищеним забрудненням атмосфери. Уводи можна встановлювати на трансформаторах вертикально, під кутом 15; 30 або 45° до вертикалі й 15° до горизонталі.

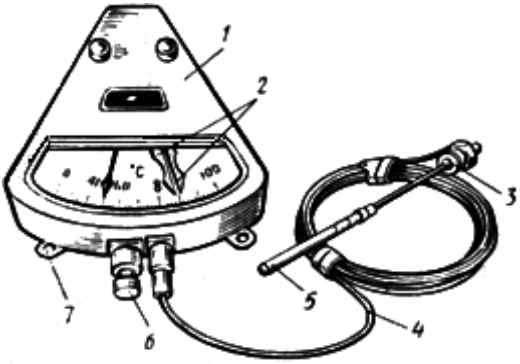
Герметичні уводи мають позначення, наприклад:

$$\frac{ГБМТ}{0-45}-110/630-У1,\quad \frac{ГБМТУ}{0,45}-110/630-ХЛ1,$$

Г – герметичний увод; БМ – паперово-масляна внутрішня ізоляція; Т – для трансформаторів; 0-45 - кут нахилу до вертикалі в градусах; 110, 220 – номінальні напруги (кВ); 630, 2000 – номінальні струми (А); У – посилена зовнішня ізоляція; У1, ХЛ1, Т1 – кліматичне виконання й категорія розміщення.

4.9 Манометричний термометр

Температуру масла в трансформаторах потужністю 630 кВА й менш контролюють скляним термометром, у трансформаторах більшої потужності – манометричними термометрами ТСМ-100 (рис. 4.18) або ТКП-160 Сг (конденсаційний, що показує, що сигналізує). Принцип їхньої дії заснований на строгій залежності тиску насичених пар заповнювача термосистеми (капіляра, балона) від температури вимірюваного середовища (масла).



1 – корпус, 2 – покажчики установки меж на сигнал і відключення, 3 – штуцер, 4 – капілярна трубка, 5 – термобалон, 6 – затиски для підключення електроживлення, 7 – скоба для кріплення

Рисунок 4.18 – Манометричний термометр ТСМ-100

При підвищенні температури тиск парів у термобалоні 5, з'єднаному з корпусом 1 капілярною трубкою 4, збільшується, при цьому спеціальний пристрій у корпусі термосигналізатора діє на стрілку, що показує на шкалі температуру масла. При досягненні гранично припустимої температури контактна система приладу замикає ланцюг струму на сигнал. Подальше збільшення температури приводить до замикання контактів ланцюга відключення трансформатора. Термобалон установлюють у спеціальну гільзу, пропущену усередину бака й закріплену на кришці, корпус приладу кріплять на стінці бака.

Трансформатори з охолодженням видів Д, ДЦ і Ц постачають двома термосигналізаторами, один із яких служить для виміру температури у верхніх шарах масла, другий – для керування автоматикою вентиляторів дуття й насосів циркуляції масла.

Корпус сигналізатора на гладких трансформаторних баках установлюють на стороні НН. При неможливості розміщення сигналізатора на стінці бака допускається його установка на одинарних радіаторах і на круглих трубах трубчастих баків. Під сигналізатор у місцях його кріплення встановлюють гумові шайби, що служать амортизаторами.

Корпус сигналізатора встановлюють на трансформаторі на висоті близько 1.5 м від рівня фундаменту. Від атмосферних опадів корпус звичайно захищений металевим козирком. Капіляр термосигналізатора, щоб уникнути ушкоджень, рекомендується прокладати в газовій трубі.

Межі виміру температури термосигналізатором типу ТСМ-100 становлять 0–100°С. Термобалон має діаметр 16 мм і довжину 160, 250, 315 або 400 мм. Довжина капіляра становить 1, 1.6, 2.5, 4, 6, 10, 12 або 16 м.

5 ВКАЗІВКИ З ОФОРМЛЕННЯ ПОЯСНЮВАЛЬНОЇ ЗАПИСКИ

Пояснювальна записка (ПЗ) повинна вміщувати: титульний лист; завдання на курсовий проект; реферат; зміст; перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів; вступ; основну (розрахункову) частину; опис конструкції; висновки; перелік посилань; додатки (якщо вони є).

Завдання на проектування видається керівником проекту.

При оформленні ПЗ необхідно точно додержуватись вимог до оформлення курсових проектів, які наведені у ДСТУ 3008-2015 [8].

Автори курсових проектів, пояснювальні записки яких оформлені з відхиленням від вимог ДСТУ 3008-2015, до захисту не допускаються.

Загальні вимоги

ПЗ оформлюють на аркушах формату А4 рукописним способом або за допомогою комп'ютерної техніки на одному боці аркуша білого паперу через півтора інтервали 12 – 14 розміром шрифту. Абзацний відступ - 1.25см.

Ширина полів:

- верхнє і нижнє – не менше 20 мм,
- ліве – не менш 25 мм,
- праве – не менш 10 мм.

Заголовки

Структурні елементи «ЗАВДАННЯ», «РЕФЕРАТ», "ЗМІСТ", "ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ", "ВСТУП", "ВИСНОВКИ", "ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ" не нумерують, а їх назви правлять за заголовки структурних елементів.

Розділи й підрозділи повинні мати заголовки. Заголовки структурних елементів ПЗ і заголовки розділів слід розташовувати посередині рядка і друкувати великими літерами без крапок в кінці, не підкреслюючи. Перенесення слів у заголовку розділу не допускається.

Заголовки підрозділів, пунктів і підпунктів ПЗ слід починати з абзацного відступу і друкувати маленькими літерами, крім першої великої, не підкреслюючи, без крапки в кінці.

Відстань між заголовком і подальшим чи попереднім текстом має бути не менш, ніж два рядки. Відстань між основами рядків в заголовку, а також між двома заголовками приймають такою, як у тексті. Не допускається розміщувати назву розділу, підрозділу, а також пункту й підпункту в нижній частині сторінки, якщо після неї розміщено тільки один рядок тексту.

Нумерація сторінок

Номер сторінки арабськими цифрами проставляють у правому верхньому куті сторінки без крапки в кінці.

Титульний лист, завдання на проект (2 стор.), реферат та зміст включають до загальної нумерації сторінок, але номера сторінок не проставляють. Номера сторінок починають проставляти з структурного елементу «ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ... ».

Номера сторінок на специфікаціях не проставляють. Їх підшивають до ПЗ після додатків (якщо вони є) або після переліку посилань (якщо додатків нема) згідно з номерами вказаними у коді ГКІЮ.

Нумерація структурних елементів

Розділи ПЗ повинні мати порядкову нумерацію в межах викладення суті ПЗ і позначатися арабськими цифрами без крапки, наприклад:

1 ПОПЕРЕДНІЙ РОЗРАХУНОК

Підрозділи повинні мати порядкову нумерацію в межах кожного розділу, яка складається з номера розділу і порядкового номера підрозділу, відокремлених крапкою, наприклад:

1.1 Початкові дані розрахунку

Пункти повинні мати порядкову нумерацію, яка складається з з номера розділу, порядкового номера підрозділу та порядкового номера пункту, наприклад: **1.1.1, 1.1.2** і т.д.

Якщо розділ або підрозділ складається з одного пункту, або пункт складається з одного підпункту, його нумерують.

Таблиці, ілюстрації слід нумерувати в межах розділу. Номер таблиці складається з номера розділу і порядкового номера таблиці, відокремлених крапкою, наприклад:

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку
Рисунок 3.2 – Схеми заміщення трансформатора

Формули і рівняння у ПЗ слід нумерувати порядковою нумерацією, яка складається з номера розділу і порядкового номера формули або рівняння, відокремлених крапкою, на рівні формули або рівняння в дужках у крайньому правому положенні на рядку, наприклад, формула **(1.3)** – третя формула першого розділу.

Правила оформлення таблиць, переліків, ілюстрацій, формул та рівнянь, посилань, додатків ПЗ та креслень і специфікацій у комп'ютерному вигляді знаходяться в аудиторії 268 за адресою

d:\ Оформлення КП ІПЕМтаТ

6 ПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

1 Силові трансформатори. Призначення, галузь застосування.

2 Принцип дії трансформатора.

3 Класифікація трансформаторів.

4 Конструкція силових трансформаторів. Основні вузли і їх призначення.

5 Вплив β на геометрію магнітної системи.

6 Призначення попереднього розрахунку.

7 Вартість активної частини, як один з основних параметрів попереднього розрахунку.

8 Види магнітних систем силових трансформаторів.

9 Схеми шихтування магнітних систем.

10 Сталі, які використовують в трансформаторобудуванні.

11 Засоби пресування і стяжки стрижнів магнітних систем.

12 Засоби пресування і стяжки ярем магнітних систем.

13 Типи обмоток силових трансформаторів.

14 Схема розрахунку одно- та двошарової циліндричних обмоток.

15 Схема розрахунку одноходової гвинтової обмотки.

16 Транспозиція одноходової гвинтової обмотки.

17 Схема розрахунку багатоходових гвинтових обмоток.

18 Транспозиція багатоходової гвинтової обмотки.

19 Призначення транспозиції і її види.

20 Схема розрахунку багатошарової циліндричної обмотки.

21 Схема розрахунку безперервної котушкової обмотки.

22 Регулювання напруги. Схеми регулювання напруги під навантаженням при різноманітних класах напруги обмотки.

23 Регулювання напруги. Схеми виконання відгалужень в обмотці при перемиканні без збудження.

24 Конструкція активної частини силового трансформатора.

25 Класифікація ізоляції в силових трансформаторах.

26 Основні типи ізоляційних конструкцій.

27 Електроізоляційні матеріали, які використовують в трансформаторобудуванні.

28 Режим неробочого ходу силового трансформатора.

29 Втрати і струм неробочого ходу силового трансформатора.

30 Засоби зменшення втрат неробочого ходу.

31 Режим короткого замикання силового трансформатора.

32 Втрати і напруга короткого замикання силового трансформатора.

33 Основні і додаткові втрати короткого замикання.

34 Засоби зменшення втрат короткого замикання.

35 Визначення механічних сил в обмотках при короткому замиканні.

36 Епюри подовжнього і поперечного поля у концентричних обмотках.

37 Дія радіальних сил на концентричні обмотки.

38 Умови максимального коефіцієнта корисної дії.

39 Схеми і групи з'єднання обмоток силових трансформаторів.

40 Бак силового трансформатора. Призначення і види конструктивних виконань.

41 Системи охолодження силових трансформаторів. Види і призначення.

42 Конструкція і призначення розширника

43 Конструкція і призначення масловказівника.

44 Конструкція і призначення повітроосушника.

45 Конструкція і призначення газового реле

46 Конструкція і призначення термосифонного фільтру.

47 Конструкція і призначення манометричного термосигналізатора.

48 Конструкція і призначення запобіжного клапана (труби).

49 Конструкція і призначення трансформаторів струму.

50 Конструкція і призначення пристрою РПН.

51 Конструкція і призначення пристрою ПБЗ.

52 Конструкція і призначення уводів силового трансформатора.

53 Паралельна робота силових трансформаторів.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

ОСНОВНА

Тихомиров, П. М. Расчет трансформаторов : учебн. [для студ. вузов] / П. М. Тихомиров. – М. : Энергия, 2015. – 528 с.

1 ISBN: 978-5-903034-60-4

2 Аншин, В. Ш. Сборка трансформаторов / В. Ш. Аншин, З. И. Худяков. – М. : «Высшая школа», 1991. – 287 с.

ДОДАТКОВА

3 Васютинский, С.В. Вопросы теории и расчета трансформаторов / С. В. Васютинский. – Л. : Энергия, 1970. – 432 с.

4 Лейтес, Л. В. Электромагнитные расчеты трансформаторов и реакторов / Л. В. Лейтес. – М. : Энергия, 1981 – 391 с.

5 Солодовнікова, Т.П. Простий розподіл витків між котушками силового трансформатора / Солодовнікова, Т.П. // Збірник НПК «Тиждень науки», 2011, ЗНТУ.

6 Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни «Інженерне проектування електричних машин та трансформаторів» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма «Електричні машини і апарати») усіх форм навчання / Укл.: Т. П. Солодовнікова, І. М.Коцур, І.Д. Галушко, Г.В. Дьомічева. – Запоріжжя : НУЗП, 2022. – 64 с.

7 Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия : ГОСТ 11920-93. – М. : изд. стандартов, 1993. – 30 с.

8 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжений 110 и 150 кВ. Технические условия : ГОСТ 129565-93. – М. : изд. стандартов, 1993. – 40 с.

9 Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання : ДСТУ 3008:2015. — [Чинний від 2016-18-04]. — К. : ДП «УкрНДНЦ» 2016. — IV, 26 с. — (Національний стандарт України).

Додаток А
Початкові дані до курсового проекту

Таблиця А.1 – Початкові дані двообмоткових трансформаторів

№ варіанта	Тип трансформатора	Номінальна напруга, кВ		Схема та група з'єднань обмоток	На-пруга КЗ, %	Втрати, кВт		Струм НХ, %
		ВН	НН			Рх	Рк	
1	ТМ-25/10	6±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.09	0.525	3.2
2	ТМ-25/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.09	0.525	3.2
3	ТМ-30/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.1	0.7	3
4	ТМ-40/10	6±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.14	0.77	3
5	ТМ-40/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.14	0.77	3
6	ТМ-50/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.16	0.95	3
7	ТМ-63/10	6±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.175	1.025	2.8
8	ТМ-63/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.175	1.025	2.8
9	ТМ-63/20	20±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	5.3	0.29	1.47	4.43
10	ТМ-63/20	20±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	5.3	0.29	1.47	4.43
11	ТМ-100/10	6±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.25	1.935	2.6
12	ТМ-100/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4	0.25	1.935	2.6
13	ТМ-100/20	20±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	6.5	0.465	1.97	4.16
14	ТМ-100/20	20±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	0.465	1.97	4.16
15	ТМЖ-100/35	27.5±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	0.38	2	2.4
16	ТМ-100/35	35±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	6.5	0.465	1.97	4.16
17	ТМ-100/35	35±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	0.465	1.97	4.16
18	ТМ-160/10	6±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4.5	0.42	2.65	1.8
19	ТМ-160/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4.5	0.42	2.65	1.8
20	ТМ-160/35	20±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	6.5	0.66	2.65	2.4
21	ТМ-160/35	20±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	0.66	2.65	2.4
22	ТМ-160/35	20±2·2.5%	0.69	Y/D-11	6.5	0.66	2.65	2.4
23	ТМ-160/35	35±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	6.5	0.66	2.65	2.4
24	ТМ-160/35	35±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	0.66	2.65	2.4
25	ТМ-160/35	35±2·2.5%	0.69	Y/D-11	6.5	0.66	2.65	2.4
26	ТМ-250/10	6±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4.5	0.56	3.8	1.6
27	ТМ-250/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4.5	0.56	3.8	1.6
28	ТМ-250/35	20±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	6.5	0.96	3.7	2.3
29	ТМ-250/35	20±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	0.96	3.7	2.3
30	ТМ-250/35	20±2·2.5%	0.69	Y/D-11	6.5	0.96	3.7	2.3

Продовження таблиці А.1

№ варіанта	Тип трансформатора	Номінальна напруга, кВ		Схема та група з'єднань обмоток	На-пруга КЗ, %	Втрати, кВт		Струм НХ, %
		ВН	НН			Рх	Рк	
31	ТМЖ-250/35	27.5±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	0.82	4.2	2
32	ТМ-250/35	35±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	6.5	0.96	3.7	2.3
33	ТМ-250/35	35±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	0.96	3.7	2.3
34	ТМ-250/35	35±2·2.5%	0.69	Y/D-11	6.5	0.96	3.7	2.3
35	ТМ-400/10	6±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4.5	0.73	5.2	1.1
36	ТМ-400/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	4.5	0.73	5.2	1.1
37	ТМ-400/35	20±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	6.5	1.35	5.5	2.1
38	ТМ-400/35	20±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	1.35	5.5	2.1
39	ТМ-400/35	20±2·2.5%	0.69	Y/D-11	6.5	1.35	5.5	2.1
40	ТМЖ-400/35	27.5±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	1.1	5.9	1.9
41	ТМ-400/35	35±2·2.5%	0.23	Y/Yn-0	6.5	1.35	5.5	2.1
42	ТМ-400/35	35±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	1.35	5.5	2.1
43	ТМ-400/35	35±2·2.5%	0.69	Y/D-11	6.5	1.35	5.5	2.1
44	ТМН-400 /35	35±4·2.5%	11	Y/D-11	6.5	1.5	5.5	1.8
45	ТМ-630/10	6±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	5.5	1.1	7.4	1
46	ТМ-630/10	10±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	5.5	1.1	7.4	1
47	ТМ-630/35	20±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	2	7.6	2
48	ТМ-630/35	20±2·2.5%	0.69	Y/D-11	6.5	2	7.6	2
49	ТМ-630/35	20±2·2.5%	11	Y/D-11	6.5	2	7.6	2
50	ТМЖ-630/35	27.5±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	2	7.6	2
51	ТМ-630/35	35±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	2	7.6	2
52	ТМ-630/35	35±2·2.5%	0.69	Y/D-11	6.5	2	7.6	2
53	ТМ-630/35	35±2·2.5%	6.3	Y/D-11	6.5	2.45	6.3	1.97
54	ТМ-630/35	35±2·2.5%	10.5	Y/D-11	6.5	2.45	6.3	1.97
55	ТМС-1000/10	3.15±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	8	2.2	12.2	1.4
56	ТМС-1000/10	6.3±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	8	2.2	12.2	1.4
57	ТМС-1000/10	6.3±2·2.5%	0.4	D/Yn-11	8	2.2	12.2	1.4
58	ТМС-1000/10	10.5±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	8	2.2	12.2	1.4
59	ТМ-1000/35	20±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	2.75	12.2	1.5
60	ТМ-1000/35	20±2·2.5%	0.4	D/Yn-11	6.5	2.75	12.2	1.5
61	ТМ-1000/35	20±2·2.5%	0.69	D/Yn-11	6.5	2.75	12.2	1.5
62	ТМ-1000/35	20±2·2.5%	6.3	Y/D-11	6.5	2.75	11.6	1.5
63	ТМ-1000/35	20±2·2.5%	10.5	Y/D-11	6.5	2.75	11.6	1.5
64	ТМ-1000/35	35±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	2.75	12.2	1.5

Продовження таблиці А.1

№ варіанта	Тип трансформатора	Номінальна напруга, кВ		Схема та група з'єднань обмоток	На-пруга КЗ, %	Втрати, кВт		Струм НХ, %
		ВН	НН			Рх	Рк	
65	ТМ-1000/35	35±2·2.5%	3.15	Y/D-11	6.5	2.75	12.2	1.5
66	ТМ-1000/35	35±2·2.5%	6.3	Y/D-11	6.5	2.75	11.6	1.5
67	ТМ-1000/35	35±2·2.5%	10.5	Y/D-11	6.5	2.75	11.6	1.5
68	ТМН-1000/35	20±6·1.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	2.75	12.2	1.5
69	ТМН-1000/35	20±6·1.5%	0.4	D/Yn-11	6.5	2.75	12.2	1.5
70	ТМН-1000/35	20±6·1.5%	0.69	D/Yn-11	6.5	2.75	12.2	1.5
71	ТМН-1000/35	20±6·1.5%	6.3	Y/D-11	6.5	2.75	11.6	1.5
72	ТМН-1000/35	20±6·1.5%	11	Y/D-11	6.5	2.75	11.6	1.5
73	ТМН-1000/35	35±6·1.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	2.75	12.2	1.5
74	ТМН-1000/35	35±6·1.5%	0.69	Y/Yn-0	6.5	2.75	12.2	1.5
75	ТМН-1000/35	35±6·1.5%	6.3	Y/D-11	6.5	2.75	11.6	1.5
76	ТМН-1000/35	35±6·1.5%	11	Y/D-11	6.5	2.75	11.6	1.5
77	ТМ-1600/35	20±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	3.65	18	1.4
78	ТМ-1600/35	20±2·2.5%	0.4	D/Yn-11	6.5	3.65	18	1.4
79	ТМ-1600/35	20±2·2.5%	0.69	D/Yn-11	6.5	3.65	18	1.4
80	ТМ-1600/35	20±2·2.5%	6.3	Y/D-11	6.5	3.65	16.5	1.4
81	ТМ-1600/35	20±2·2.5%	10.5	Y/D-11	6.5	3.65	16.5	1.4
82	ТМ-1600/35	35±2·2.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	3.65	18	1.4
83	ТМ-1600/35	35±2·2.5%	0.69	Y/Yn-0	6.5	3.65	18	1.4
84	ТМ-1600/35	35±2·2.5%	3.15	Y/D-11	6.5	3.65	16.5	1.4
85	ТМ-1600/35	35±2·2.5%	6.3	Y/D-11	6.5	2.75	16.5	1.4
86	ТМ-1600/35	35±2·2.5%	10.5	Y/D-11	6.5	2.75	16.5	1.4
87	ТМН-1600/35	20±6·1.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	3.65	18	1.4
88	ТМН-1600/35	20±6·1.5%	0.4	D/Yn-11	6.5	3.65	18	1.4
89	ТМН-1600/35	20±6·1.5%	0.69	D/Yn-11	6.5	3.65	18	1.4
90	ТМН-1600/35	20±6·1.5%	6.3	Y/D-11	6.5	3.65	16.5	1.4
91	ТМН-1600/35	20±6·1.5%	11	Y/D-11	6.5	3.65	16.5	1.4
92	ТМН-1600/35	35±6·1.5%	0.4	Y/Yn-0	6.5	3.65	18	1.4
93	ТМН-1600/35	35±6·1.5%	0.69	Y/Yn-0	6.5	3.65	18	1.4
94	ТМН-1600/35	35±6·1.5%	6.3	Y/D-11	6.5	3.65	16.5	1.4
95	ТМН-1600/35	35±6·1.5%	11	Y/D-11	6.5	3.65	16.5	1.4
96	ТМ-2500/10	10±2·2.5%	10.5	Y/D-11	6.5	3.85	23.5	1
97	ТМ-2500/10	6±2·2.5%	3.15	Y/D-11	6.5	3.85	23.5	1
98	ТМ-2500/10	10±2·2.5%	3.15	Y/D-11	6.5	3.85	23.5	1

Продовження таблиці А.1

№ варіанта	Тип трансформатора	Номінальна напруга, кВ		Схема та група з'єднань обмоток	На-пруга КЗ, %	Втрати, кВт		Струм НХ, %
		ВН	НН			Рх	Рк	
99	ТМ-2500/10	10±2·2.5%	6.3	Y/D-11	6.5	3.85	23.5	1
100	ТМ-2500/35	20±2·2.5%	0.69	D/Yn-11	6.5	5.1	25	1.1
101	ТМ-2500/35	20±2·2.5%	6.3	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
102	ТМ-2500/35	20±2·2.5%	10.5	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
103	ТМ-2500/35	35±2·2.5%	0.69	Y/Yn-0	6.5	5.1	25	1.1
104	ТМ-2500/35	35±2·2.5%	3.15	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
105	ТМ-2500/35	35±2·2.5%	6.3	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
106	ТМ-2500/35	35±2·2.5%	10.5	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
107	ТМН-2500/35	20±6·1.5%	0.69	D/Yn-11	6.5	5.1	25	1.1
108	ТМН-2500/35	20±6·1.5%	6.3	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
109	ТМН-2500/35	20±6·1.5%	11	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
110	ТМН-2500/35	35±6·1.5%	0.69	Y/Yn-0	6.5	5.1	25	1.1
111	ТМН-2500/35	35±6·1.5%	6.3	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
112	ТМН-2500/35	35±6·1.5%	11	Y/D-11	6.5	5.1	23.5	1.1
113	ТМН-2500/110	110±10·1.5%	6.6	Yn/D-11	10.5	6.5	22	1.5
114	ТМН-2500/110	110±10·1.5%	11	Yn/D-11	10.5	6.5	22	1.5
115	ТМН-2500/110	110±10·1.5%	22	Yn/D-11	10.5	6.5	22	1.5
116	ТМ-4000/10	6±2·2.5%	3.15	Y/D-11	7.5	5.2	33.5	0.9
117	ТМ-4000/10	10±2·2.5%	3.15	Y/D-11	7.5	5.2	33.5	0.9
118	ТМ-4000/10	10±2·2.5%	6.3	Y/D-11	7.5	5.2	33.5	0.9
119	ТМ-4000/35	20±2·2.5%	6.3	Y/D-11	7.5	6.7	33.5	1
120	ТМ-4000/35	20±2·2.5%	10.5	Y/D-11	7.5	6.7	33.5	1
121	ТМ-4000/35	35±2·2.5%	3.15	Y/D-11	7.5	6.7	33.5	1
122	ТМ-4000/35	35±2·2.5%	6.3	Y/D-11	7.5	6.7	33.5	1
123	ТМ-4000/35	35±2·2.5%	10.5	Y/D-11	7.5	6.7	33.5	1
124	ТМН-4000/35	15.75±6·1.5%	6.3	Y/D-11	7.5	6.7	33.5	1
125	ТМН-4000/35	20±6·1.5%	6.3	Y/D-11	7.5	6.7	33.5	1
126	ТМН-4000/35	20±6·1.5%	11	Y/D-11	7.5	6.7	33.5	1
127	ТМН-4000/35	35±6·1.5%	6.3	Y/D-11	7.5	5.3	33.5	1
128	ТМН-4000/35	35±6·1.5%	11	Y/D-11	7.5	5.3	33.5	1
129	ТМ-6300/35	20±2·2.5%	6.3	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9
130	ТМ-6300/35	20±2·2.5%	10.5	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9
131	ТМ-6300/35	35±2·2.5%	3.15	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9
132	ТМ-6300/35	35±2·2.5%	6.3	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9

Продовження таблиці А.1

№ варіанта	Тип трансформатора	Номінальна напруга, кВ		Схема та група з'єднань обмоток	Напруга КЗ, %	Втрати, кВт		Струм НХ, %
		ВН	НН			Рх	Рк	
133	ТМ-6300/35	35±2·2.5%	10.5	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9
134	ТМН-6300/35	13.8±6·1.5%	6.3	Y/D-11	7.5	8	46.5	0.8
135	ТМН-6300/35	15.75±6·1.5%	6.3	Y/D-11	7.5	8	46.5	0.8
136	ТМН-6300/35	20±6·1.5%	6.3	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9
137	ТМН-6300/35	20±6·1.5%	11	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9
138	ТМН-6300/35	35±4·2.5%	6.3	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9
139	ТМН-6300/35	35±4·2.5%	11	Y/D-11	7.5	9.4	46.5	0.9
140	ТМ-6300/110	110±2·2.5%	6.6	Yn/D-11	10.5	27.3	55.16	3.72
141	ТМ-6300/110	110±2·2.5%	11	Yn/D-11	10.5	27.3	55.16	3.72
142	ТМ-6300/110	121±2·2.5%	6.3	Yn/D-11	10.5	27.3	55.16	3.72
143	ТМ-6300/110	121±2·2.5%	10.5	Yn/D-11	10.5	27.3	55.16	3.72
144	ТМ-6300/110	121±2·2.5%	15.75	Yn/D-11	10.5	27.3	55.16	3.72
145	ТМН-6300/110	115±9·1.78%	6.6	Yn/D-11	10.5	13	50	1
146	ТМН-6300/110	115±9·1.78%	11	Yn/D-11	10.5	13	50	1
147	ТМН-6300/110	115±9·1.78%	22	Yn/D-11	10.5	13	50	1
148	ТМН-6300/110	115±9·1.78%	38.5	Yn/D-11	10.5	13	50	1
149	ТД-10000/35	38.5±2·2.5%	6.3	Yn/D-11	7.5	14.5	65	0.8
150	ТД-10000/35	38.5±2·2.5%	10.5	Yn/D-11	7.5	14.5	65	0.8
151	ТДНС-10000/35	10.5±8·1.5%	3.15	Yn/D-11	14	14.5	85	0.8
152	ТДНС-10000/35	10.5±8·1.5%	6.3	Yn/D-11	14	14.5	85	0.8
153	ТДНС-10000/35	13.8±8·1.5%	3.15	Y/Y-0	14	14.5	85	0.8
154	ТДНС-10000/35	15.75±8·1.5%	3.15	Y/Y-0	14	14.5	85	0.8
155	ТДНС-10000/35	36.75±8·1.5%	3.15	Yn/D-11	14	14.5	85	0.8
156	ТМН-10000/110	115±9·1.78%	6.6	Yn/D-11	10.5	18	60	0.9
157	ТМН-10000/110	115±9·1.78%	11	Yn/D-11	10.5	18	60	0.9
158	ТМН-10000/110	115±9·1.78%	22	Yn/D-11	10.5	18	60	0.9
159	ТМН-10000/110	115±9·1.78%	38.5	Yn/D-11	10.5	18	60	0.9
160	ТДН-10000/110	110±9·1.78%	6.6	Yn/D-11	10.5	27	74	0.9
161	ТДН-10000/110	110±9·1.78%	11	Yn/D-11	10.5	27	74	0.9
162	ТДН-10000/110	115±9·1.78%	6.6	Yn/D-11	10.5	27	74	0.9
163	ТДН-10000/110	115±9·1.78%	11	Yn/D-11	10.5	27	74	0.9
164	ТДН-15000/110	110±9·1.78%	6.3	Yn/D-11	10.5	40	130	0.85
165	ТДН-15000/110	110±9·1.78%	11	Yn/D-11	10.5	40	130	0.85
166	ТДН-15000/110	115±9·1.78%	6.6	Yn/D-11	10.5	40	130	0.85

Кінець таблиці А.1

№ варіанта	Тип трансформатора	Номінальна напруга, кВ		Схема та група з'єднань обмоток	Напруга КЗ, %	Втрати, кВт		Струм НХ, %
		ВН	НН			Рх	Рк	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
167	ТДН-15000/110	115±9·1.78%	11	Yn/D-11	10.5	40	130	0.85
168	ТД-16000/35	38.5±2·2.5%	6.3	Yn/D-11	8	21	90	0.75
169	ТД-16000/35	38.5±2·2.5%	10.5	Yn/D-11	8	21	90	0.75
170	ТДНС-16000/35	10.5±8·1.5%	6.3	D/D-0	10	21	105	0.75
171	ТДНС-16000/35	13.8±8·1.5%	6.3	D/D-0	10	21	105	0.75
172	ТДНС-16000/35	15.75±8·1.5%	6.3	D/D-0	10	21	105	0.75
173	ТДНС-16000/35	18±8·1.5%	6.3	D/D-0	10	21	105	0.75
174	ТДНС-16000/35	36.75±8·1.5%	6.3	Yn/D-11	10	21	105	0.75
175	ТДН-16000/110	115±9·1.78%	6.6	Yn/D-11	10.5	23	85	0.85
176	ТДН-16000/110	115±9·1.78%	11	Yn/D-11	10.5	23	85	0.85
177	ТДН-16000/110	115±9·1.78%	22	Yn/D-11	10.5	23	85	0.85
178	ТДН-16000/110	115±9·1.78%	38.5	Yn/D-11	10.5	23	85	0.85
179	ТДН-16000/150	158±8·1.5%	6.6	Yn/D-11	11	19	88	0.8
180	ТДН-16000/150	158±8·1.5%	11	Yn/D-11	11	19	88	0.8
181	ТДЦ-80000/35	38.5±2·2.5%	6.3	Yn/D-11	9.12	129	359.4	1.5
182	ТДЦ-80000/35	38.5±2·2.5%	10.5	Yn/D-11	9.12	129	359.4	1.5
Початкові дані двохобмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
183	ТРДН-25000/35	15.75±8·1.5%	6.3/6.3	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
184	ТРДН-25000/35	15.75±8·1.5%	6.3/10.5	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
185	ТРДН-25000/35	18±8·1.5%	6.3/6.3	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
186	ТРДН-25000/35	18±8·1.5%	6.3/10.5	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
187	ТРДН-25000/35	20±8·1.5%	6.3/6.3	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
188	ТРДН-25000/35	20±8·1.5%	6.3/10.5	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
189	ТРДН-25000/35	36.75±8·1.5%	6.3/6.3	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
190	ТРДН-25000/35	36.75±8·1.5%	6.3/6.3	Yn/D-D-11-11	9.5	29	145	0.7
191	ТРДН-25000/35	36.75±8·1.5%	6.3/10.5	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
192	ТРДН-25000/35	36.75±8·1.5%	6.3/10.5	Yn/D-D-11-11	9.5	29	145	0.7
193	ТРДН-25000/35	36.75±8·1.5%	10.5/10.5	D/D-D-0-0	9.5	29	145	0.7
194	ТРДН-25000/35	36.75±8·1.5%	10.5/10.5	Yn/D-D-11-11	9.5	29	145	0.7

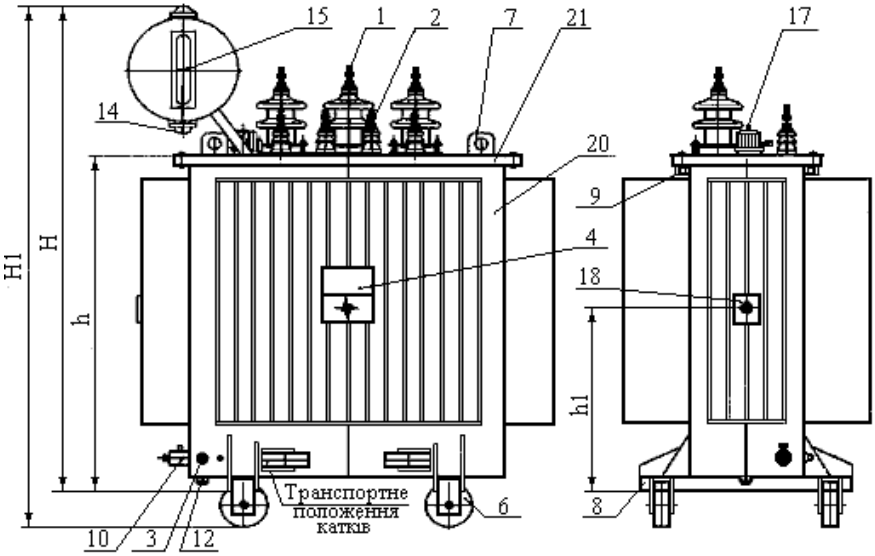
195	ТРДН-40000/35	20±8·1.5%	6.3/6.3	D/D-D-0-0	14	39	225	2	196
ТРДН-40000/35	20±8·1.5%	6.3/10.5	D/D-D-0-0	14	39	225	2		

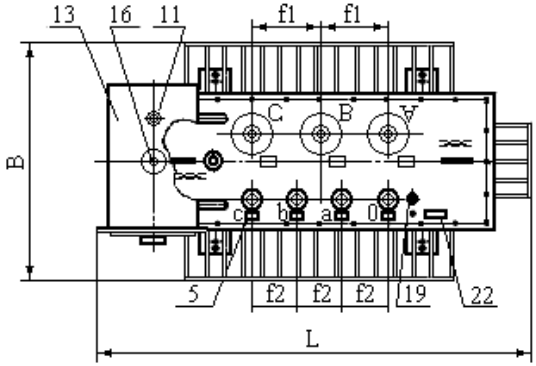
Таблиця А.2 – Вихідні дані триобмоткових трансформаторів

Номінальна напруга, кВ			Схема і гру-па з’єднань обмоток	Напруга КЗ, %			Втрати, кВт		i_0, %
ВН	СН	НН		ВН СН	ВННН	СНН Н	Рнх	Рк	
115±9·1.78%	11	6.6	Yn/D/D-11-11	10.5	18	7	12.5	52	0.56
158±8·1.5%	38.8± 2·2.5%	6.6	Yn/Yn/D-0-11	10.5	17.5	6.5	19.5	93	0.8
158±8·1.5%	38.8± 2·2.5%	11	Yn/Yn/D-0-11	10.5	17.5	6.5	19.5	93	0.8
158±8·1.5%	38.8± 2·2.5%	6.6	Yn/Yn/D-0-11	10.5	18	6.5	28.5	145.5	0.7
158±8·1.5%	38.8± 2·2.5%	11	Yn/Yn/D-0-11	10.5	18	6.5	28.5	145	0.7
158±8·1.5%	38.8± 2·2.5%	6.6	Yn/Yn/D-0-11	10.5	18.5	7	39	200	0.6
158±8·1.5%	38.8± 2·2.5%	11	Yn/Yn/D-0-11	10.5	18.5	7	39	200	0.6
158±8·1.5%	11	6.6	Yn/D/D-11-11	10.5	18.5	7	39	200	0.6
158±8·1.5%	38.8± 2·2.5%	6.6	Yn/Yn/D-0-11	10.5	19	7.5	55	285	0.55
158±8·1.5%	38.8± 2·2.5%	11	Yn/Yn/D-0-11	10.5	19	7.5	55	285	0.55
158±8·1.5%	11± 2·2.5%	6.6	Yn/D/D-11-11	10.5	19	7.5	55	285	0.55

№	Тип трансформатора
1	ТДТН-6300/110
2	ТДТН-16000/150
3	ТДТН-16000/150
4	ТДТН-25000/150
5	ТДТН-25000/150
6	ТДТН-40000/150
7	ТДТН-40000/150
8	ТДТН-40000/150
9	ТДТН-63000/150
10	ТДТН-63000/150
11	ТДТН-63000/150

Додаток Б
Габаритні та установочні розміри трансформаторів





1 – вводи ВН; 2 – вводи НН; 3 – елемент для під'єднання заземлення; 4 – табличка трансформатора; 5 – таблички вводів; 6 – котки для поздовжнього та поперечного пересування трансформатора; 7 – скоби для підйому; 8 – тяговий пристрій для пересування трансформатора; 9 – скоби для розкріплення при транспортуванні; 10 – кран для зливання та відбору проб масла; 11 – штуцер для заливання масла; 12 – пробка для зливання залишків масла; 13 – розширник; 14 – масляний затвор повітроосушника; 15 – масловказівник „плоского" типу; 16 – убудований повітроосушник; 17 – привод перемикача; 18 – табличка центру ваги; 19 – елемент для під'єднання заземлення; 20 – бак; 21 – кришка; 22 – табличка заводського номеру трансформатора

Рисунок Б.1 – Габаритне креслення трансформатора (I – II габарит)

Таблиця Б.1 – Габаритні та установочні розміри трансформаторів

Тип трансформатора	L	B	H	H1	h	h1	f1	f2
	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм
ТМ-25/10/0.4-У1	965	325	1095	-	638	291	175	95
ТМ-40/10/0.4-У1	980	350	1095	-	638	296	180	95
ТМ-63/10/0.4-У1	1023	390	1219	-	762	375	180	95
ТМ-100/10/0.4-У1	1098	539	1294	-	837	413	180	120
ТМ-160/10/0.4-У1	1223	598	1339	-	882	435	180	120
ТМ-250/10/0.4-У1	1318	683	1414	-	957	523	180	120
ТМ-400/10/0.4-У1	1393	887	1586	1697	1056	492	265	150
ТМ-630/10/0.4-У1	1565	930	1674	1785	1144	600	265	180
ТМГ-25/10/0.4-У1	735	473	888	–	638	291	175	95
ТМГ-40/10/0.4-У1	765	498	888	–	638	296	180	95
ТМГ-63/10/0.4-У1	835	518	1012	–	762	375	180	95
ТМГ-100/10/0.4-У1	966	604	1087	–	837	413	180	120
ТМГ-160/10/0.4-У1	1101	653	1132	–	882	435	180	120
ТМГ-250/10/0.4-У1	1231	703	1207	1319	957	523	180	120
ТМГ-400/10/0.4-У1	1235	887	1306	1418	1056	492	265	150
ТМГ-630/10/0.4-У1	1258	853	1422	1533	1172	578	265	150

Примітка. Трансформатор не має кареток, якщо в колонці «H1» стоїть « –».

Додаток В
Креслення силових трансформаторів

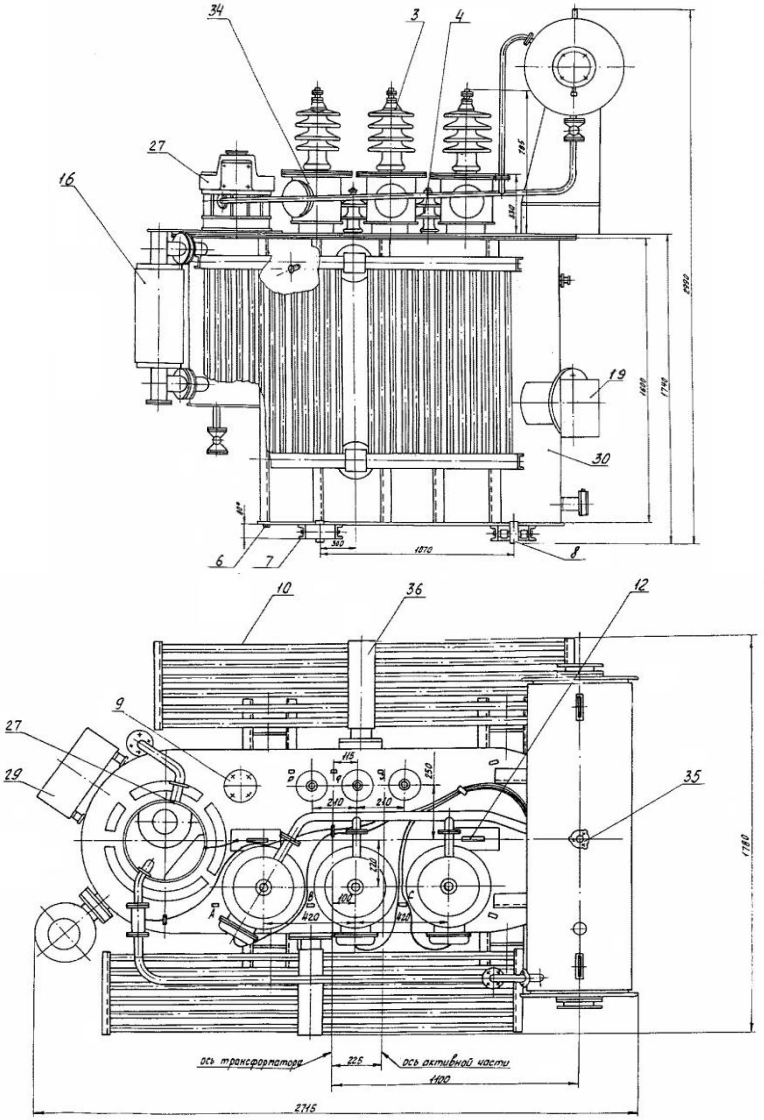
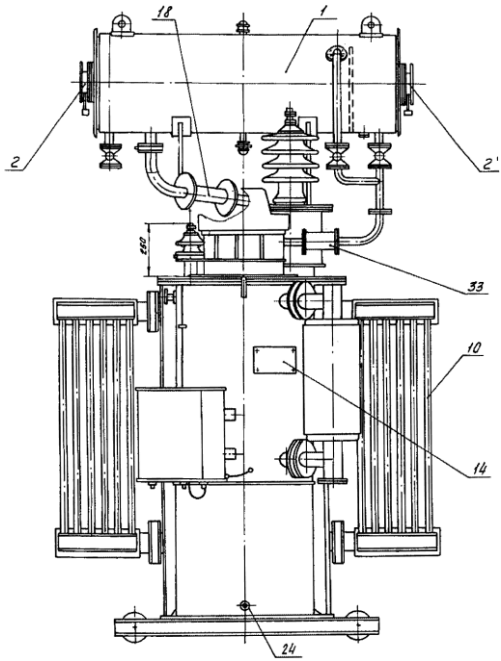


Рисунок В.1, лист 1 – Габаритне креслення трансформатора ТМН-1600/35



1 – розширник; 2, 2’ – масловказівник трансформатора та РПН; 3 – увід ВН; 4 – увід НН; 5 – засувка (вентиль) для зливання масла; 6 – пробка для зливання забрудненого масла; 7 – поворотна каретка; 8 – коток; 9 – люк; 10 – радіатор; 11 – привод перемикача; 12 – скоба для підйому; 13 – кран для доливу масла; 14 – заводський щиток; 15 – кран для радіатора та термосифонного фільтру; 16 – термосифонний фільтр; 17 – повітроосушник; 18 – газове реле; 19 – викидна труба (запобіжний клапан);

20 – кабелі; 21 – скоба для підйому домкратом; 22 – кран для взяття проби масла; 23 – термометричний сигналізатор; 24 – болт заземлення; 25 – ланцюг для з’єднання радіаторів при транспортуванні; 26 – нульовий увід, 27 – перемикач РПН, 28 – редуктор, 29 – привод РПН, 30 – бак, 31 – кришка, 32 – короба кабелів, 33 – газове реле РПН, 34 – установка трансформаторів струму, 35 – пробка для доливання масла, 36 – колектор.

Рисунок В.1, лист 2 – Габаритне креслення трансформатора ТМН-1600/35

Складальні одиниці (деталі) силових трансформаторів наведені до рис. К.1 є загальними також і для всіх рисунків додатку К.

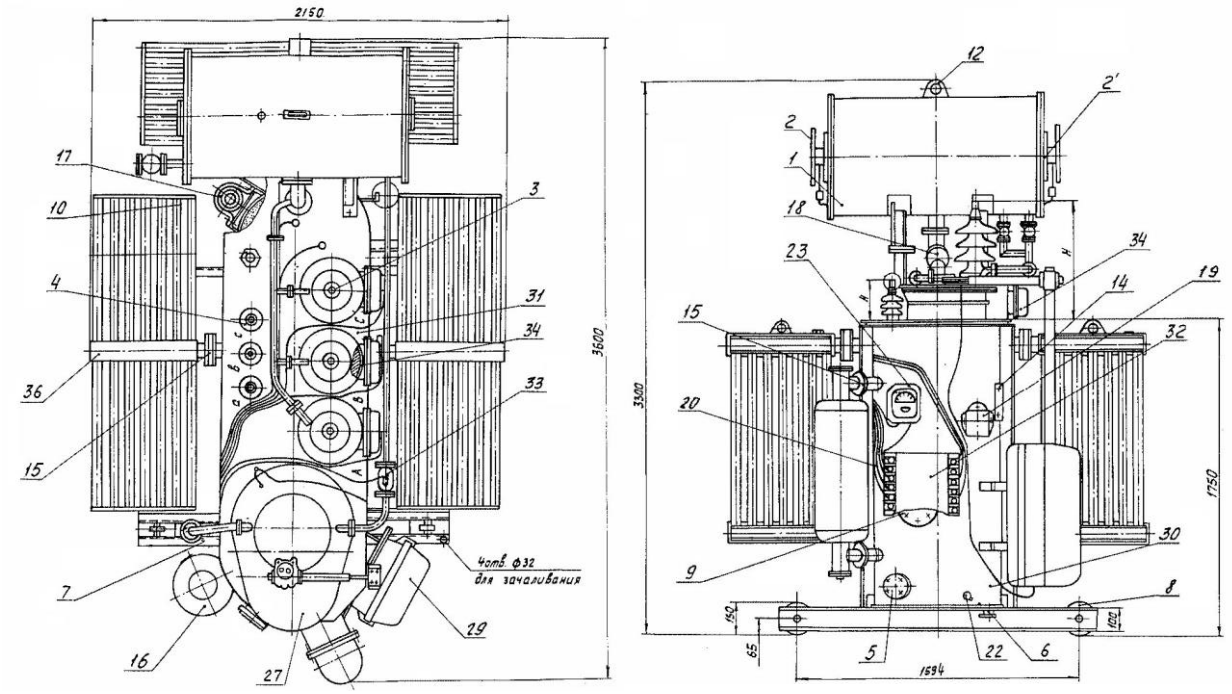


Рисунок В.2 – Габаритне креслення трансформатора ТМН-2500/35

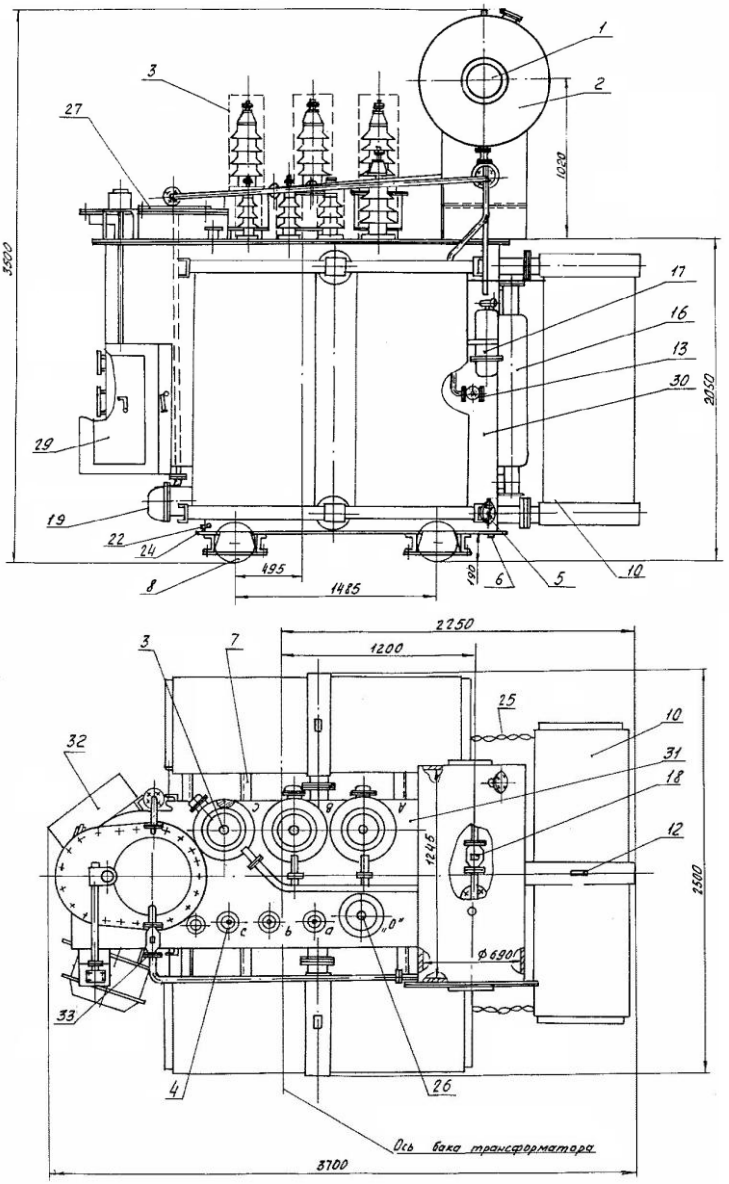


Рисунок В.3 – Габаритне креслення трансформатора ТМН-4000/35

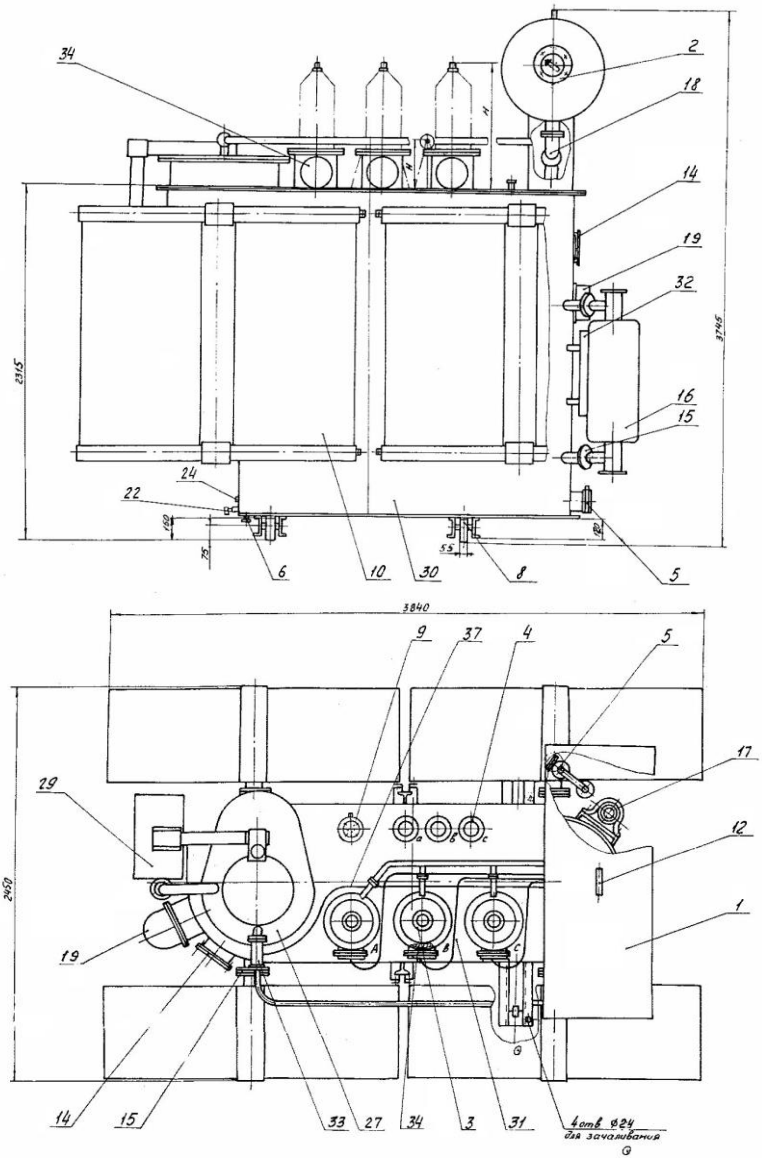


Рисунок В.4 – Габаритне креслення трансформатора ТМН-6300/35